www.elsolucionario.net

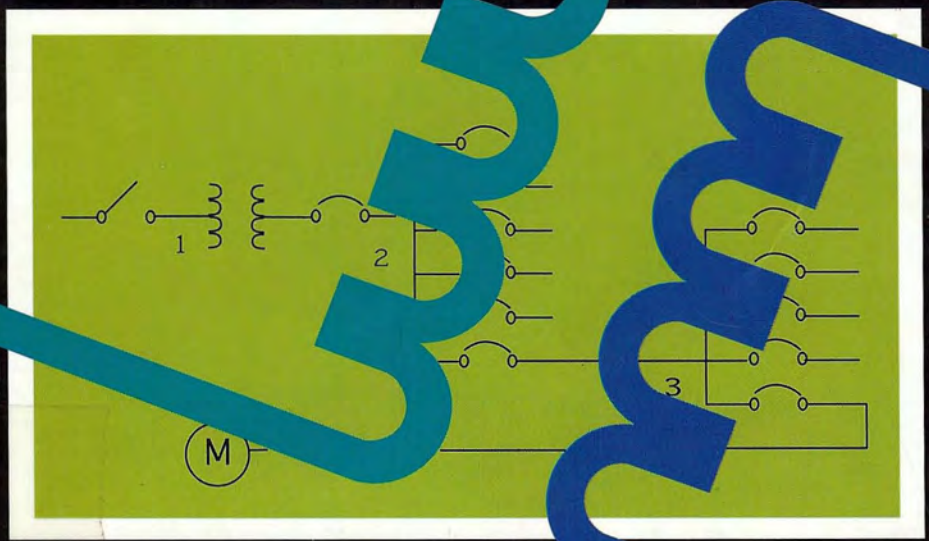
TK 3201 B7 1995

INSTALACIONES ELECTRICAS

CONCEPTOS BASICOS Y DISEÑO

N. Bratu E. Campero

2a. Edición



Alfaomega

http://gratislibrospdf.com/

Find your solutions manual here!

El Solucionario
www.elsolucionario.net

Subscribe RSS | Find on Facebook | Follow my Tweets

Encuentra en nuestra página los Textos Universitarios que necesitas!

Libros y Solucionarios en formato digital
El complemento ideal para estar preparados para los exámenes!

Los Solucionarios contienen TODOS los problemas del libro resueltos y explicados paso a paso de forma clara..

Visitanos para descargarlos GRATIS!
Descargas directas mucho más fáciles...

WWW.ELSOLUCIONARIO.NET

Biology
Investigación Operativa
Computer Science
Matemáticas Avanzadas
Physics
Estadística
Chemistry
Geometría
Math
Termodinámica
Cálculo
Electrónica
Circuitos
Business
Mechanical Engineering
Civil Engineering
Economía
Análisis Numérico
Ecuaciones Diferenciales
Electrical Engineering
Álgebra
Electromagnetismo

Find your solutions manual here!

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

INSTALACIONES ELECTRICAS

CONCEPTOS BASICOS Y DISEÑO

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

INSTALACIONES ELECTRICAS

CONCEPTOS BASICOS Y DISEÑO

2a. Edición

Neagu Bratu Serbán
Eduardo Campero Littlewood

Profesores Titulares del Area Eléctrica del Departamento de Energía, División de Ciencias Básicas e Ingeniería, Unidad Azcapotzalco, Universidad Autónoma Metropolitana, México.

Alfaomega

www.elsolucionario.net

© 1990, 1992 Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littlewood

Segunda edición, México, 1995
Décima reimpresión: Colombia, marzo 2006

© 1995 ALFAOMEGA GRUPO EDITOR, S.A. de C.V.
Pitágoras 1139, Col. Del Valle, 03100, México, D.F.

Miembro de la Cámara Nacional de la Industria Editorial Mexicana
Registro No. 2317

Reservados todos los derechos. Prohibida su reproducción parcial o total por Cualquier medio, mecánico, eléctrico, de fotocopiado, térmico u otros sin Permiso expreso del editor.

ISBN 970-15-0127-6
ISBN 958-68-2610-4

Impreso en Colombia - Printed in Colombia

www.elsolucionario.net

PROLOGO A LA SEGUNDA EDICION

En esta segunda edición de INSTALACIONES ELECTRICAS, Conceptos Básicos y Diseño se tuvo especial cuidado de eliminar los errores cometidos en la primera edición. Además ahora se incluye un capítulo 12 titulado Costo y Posibilidades de Ahorro de Energía Eléctrica, donde se proporcionan elementos para orientar a los lectores sobre la manera en que pueden encontrar la opción de menor costo en el uso que le dan a la energía eléctrica. Esto resulta importante no sólo por el ahorro que representa para los usuarios sino por el beneficio que tiene para la sociedad que está intentando hacer un uso más racional de los recursos de la naturaleza y disminuir el ritmo con que se está contaminando el ambiente.

Las demás aportaciones están en el Apéndice, donde se incluyó un ejemplo de proyecto de instalación eléctrica y más información para permitir a los ingenieros avanzar en la realización de proyectos en los que no tienen la información completa.

Los autores quieren agradecer nuevamente la ayuda de Carolina Campero y Julia Vargas en la captura, procesamiento del texto y diseño gráfico de esta segunda edición.

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

PROLOGO

Con este libro los autores tratan de facilitar la tarea del proyectista y propiciar el entendimiento de los elementos que deben ser considerados al diseñar una instalación eléctrica. Al mismo tiempo, intentan que los conceptos expuestos cubran el tema de manera tal que el libro pueda utilizarse como texto para alumnos de carreras de ingeniería. Sin embargo, no se incluyen expresiones o demostraciones complicadas, con el fin de volverlo accesible a personas de nivel técnico que se dediquen a las instalaciones eléctricas y cuyos conocimientos matemáticos sean limitados.

Esta obra cubre conceptos básicos que no aparecen en los manuales de instalaciones escritos en español, y al mismo tiempo ofrece la información suficiente para que el lector no requiera más que las características de los equipos y las normas para el diseño de instalaciones.

En la introducción se plantean los objetivos que debe cumplir una instalación eléctrica y se propone una clasificación para los diferentes tipos de instalaciones. Se mencionan tanto las normas que proporcionan el marco legal para la especificación y construcción de instalaciones, como aquéllas que pueden ser de gran ayuda para el ingeniero proyectista, aunque no son obligatorias en México. Se incluyen también aspectos sobre la vida de una instalación, primordialmente del proceso de envejecimiento de los materiales aislantes. Por último se habla de los elementos que influyen en la calidad del servicio.

Con el fin de que el lector se familiarice con la terminología empleada relativa a los elementos que constituyen una instalación eléctrica, en el segundo capítulo se definen y describen tales elementos.

En el tercer capítulo se incluye la metodología para la especificación del alumbrado de interiores calculado por el método de lúmenes. Se mencionan todos los factores que pueden disminuir el nivel de iluminación y que deben ser considerados desde el desarrollo del proyecto. Se proporciona el formato de una hoja de cálculo que facilita el cálculo del alumbrado. La especificación del alumbrado de

www.elsolucionario.net
exteriores se desarrolla según el método punto por punto que utiliza la curva fotométrica de las luminarias y se ilustra con un ejemplo.

La determinación de la carga de una instalación eléctrica se explica en el cuarto capítulo y se inicia con el plantemiento para obtener una estimación en la etapa del anteproyecto. Después se propone la metodología para una determinación más precisa según se disponga de la información exacta de los equipos que serán alimentados. Se explican ampliamente los términos utilizados, tales como el factor de demanda, y se incluye la determinación de la influencia que sobre la carga tienen los equipos empleados con mayor frecuencia, como son los transformadores. Se mencionan también los elementos que deben considerarse para el cálculo de la capacidad de una planta de emergencia.

El capítulo quinto contiene toda la información necesaria para que el lector pueda obtener la especificación de los conductores y ductos de una instalación eléctrica. Se describen las metodologías para el cálculo de la sección de los conductores de acuerdo con los siguientes criterios: capacidad de conducción de corriente, caída de voltaje permitida, tolerancia a corrientes de cortocircuito y calibres mínimos para aplicaciones específicas. Se presenta también un análisis detallado del cálculo de la sección para alimentadores con cargas distribuidas, se incluye un diagrama de flujo para un programa de computadora y se resuelve un ejemplo. Para construir la instalación se exponen las recomendaciones necesarias en cuanto a la especificación de ductos y tuberías. Una aportación importante de este capítulo es la inclusión del cálculo de la fuerza de tiro en el proceso de cableado.

El capítulo sexto ofrece una presentación didáctica que facilita la comprensión del llamado factor de potencia. Los autores aportan una explicación descriptiva del fenómeno físico con la inclusión de una analogía mecánica. Se habla de la presencia del factor de potencia en las instalaciones eléctricas, de sus efectos en los elementos y equipos que la constituyen y de la necesidad de compensarlo. Se presenta un ejemplo de cálculo para un banco de capacitores.

En el capítulo séptimo sobre tableros y centros de carga, se proponen criterios para su especificación, indicando los requerimientos que deben ser cubiertos de acuerdo con las secciones correspondientes

www.elsolucionario.net
de las Normas Técnicas de Instalaciones Eléctricas (NTIE, 1981). Entre otros aspectos se señalan las ventajas de lograr un buen equilibrio en la distribución de cargas en los circuitos y la importancia de una adecuada localización de los tableros y centros de carga.

El octavo capítulo contiene la metodología necesaria para el cálculo de la corriente que circula cuando ocurre un cortocircuito en cualquier elemento de la instalación. Con esta metodología se resuelve un ejemplo, en el que se calcula la corriente de falla en las barras de los tableros cuando se presenta un cortocircuito trifásico en tres diferentes puntos de la instalación.

En el capítulo noveno se describen las posibles fallas que pueden presentarse, así como los criterios para la selección de las protecciones adecuadas. Se pone énfasis en la necesidad de tener un sistema de protecciones coordinado, seguro y económico.

En el décimo capítulo se proporciona la información necesaria para el diseño de una red de tierra, trabajo considerado difícil, pues se requiere del conocimiento cuantitativo y cualitativo de las fallas que pueden ocurrir en la instalación.

Por último, en el capítulo undécimo se consideró importante abordar el tema de pruebas a instalaciones eléctricas. En él se intenta proporcionar una visión global del tipo de pruebas a las que es recomendable someter las instalaciones eléctricas. También se proporciona información específica sobre pruebas que son de tipo técnico y se hace referencia a las secciones de las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, donde se establecen los valores que deben obtenerse.

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

AGRADECIMIENTO

Los autores quieren expresar su agradecimiento a todas las personas que de alguna forma participaron en la concepción del libro. Muy especialmente a Carolina Campero quien asesoró y ayudó en la captura de la información y a Julia Vargas quien ayudó a resolver los problemas de diseño gráfico, incluyendo la portada. Ambas personas colaboraron también leyendo y corrigiendo el texto.

México, D. F.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Capítulo 1. Intro

1. Descripción
2. Objetivos d
   2.1. Seg
   2.2. Efi
   2.3. Ecc
   2.4. Fle
   2.5. Ac
3. Clasificació
   3.1. Niv
   3.2. Lug
4. Códigos y r
5. Especificac
6. Vida de un
   6.1. Pro
   6.2. Ma
   6.3. Ma
   6.4. Me
7. Factores d
   7.1. Co
   7.2. Re
   7.3. Co
   7.4. Co
   7.5. De

Capítulo 2. Elen

1. Acometida
2. Equipo de
3. Interrupto
   3.1. Int
   3.2. Int
   3.3. Int
4. Arrancado
5. Transform
6. Tableros.
   6.1. Ta
   6.2. Ce
   6.3. Ta
7. Motores y
8. Estacione

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

CONTENIDO

Capítulo 1. Introducción a las Instalaciones Eléctricas.

1. Descripción. 1
2. Objetivos de una instalación. 1
   - 2.1. Seguridad.
   - 2.2. Eficiencia.
   - 2.3. Economía.
   - 2.4. Flexibilidad.
   - 2.5. Accesibilidad.
3. Clasificación de instalaciones eléctricas. 2
   - 3.1. Nivel de voltaje.
   - 3.2. Lugar de instalación.
4. Códigos y normas. 3
5. Especificaciones. 4
6. Vida de una instalación eléctrica. 4
   - 6.1. Proyecto y construcción.
   - 6.2. Materiales aislantes.
   - 6.3. Mantenimiento.
   - 6.4. Medio ambiente.
7. Factores de calidad de servicio. 6
   - 7.1. Continuidad del servicio.
   - 7.2. Regulación de voltaje.
   - 7.3. Control de la frecuencia.
   - 7.4. Contenido de armónicas.
   - 7.5. Desbalance del voltaje.

Capítulo 2. Elementos que Constituyen una Instalación Eléctrica.

1. Acometida. 11
2. Equipo de medición. 11
3. Interruptores. 11
   - 3.1. Interruptor general.
   - 3.2. Interruptor derivado.
   - 3.3. Interruptor termomagnético.
4. Arrancador. 13
5. Transformador. 14
6. Tableros. 14
   - 6.1. Tablero general.
   - 6.2. Centros de control de motores.
   - 6.3. Tableros de distribución o derivados.
7. Motores y equipos accionados por motores. 15
8. Estaciones o puntos de control. 15

www.elsolucionario.net

9. Salidas para alumbrado y contactos. 15
10. Plantas de emergencia. 16
11. Tierra o neutro en una instalación eléctrica. 16
12. Interconexión. 18
13. Simbología. 19
13.1. Elementos de circuitos.
13.2. Subestaciones, tierras y pararrayos.
13.3. Operación, protección y control.
13.4. Alumbrado y contactos.
13.5. Ductería y alimentadores.
13.6. Instrumentos.

Capítulo 3. Especificación y Cálculo de Alumbrado.

1. Alumbrado de interiores. 27
2. Método de cálculo de los lúmenes. 27
2.1. Determinación del nivel de iluminación requerido.
2.2. Determinación del coeficiente de utilización (CU).
2.3. Determinación del factor de pérdidas totales (FPT).
2.4. Cálculo del número de luminarias.
2.5. Determinación del acomodo de las luminarias.
2.6. Ejemplo de cálculo.
3. Método punto por punto para alumbrado de exteriores. 38
3.1. Curvas isolux.
3.2. Subdivisión de la superficie en áreas elementales.
3.3. Ejemplo de cálculo.
4. Alimentación y control. 45
4.1. Apagador de dos vías (tipo escalera).
4.2. Control de encendido temporal.
4.3. Control de la intensidad luminosa.
4.4. Control automático por fotocelda.
4.5. Apagador de tres vías.
Anexo A. 48
Tablas. 53

Capítulo 4. Determinación de la Carga de una Instalación Eléctrica.

1. Estimación de carga por similitud. 75
1.1. Carga de los equipos relacionados con el tipo de usuario.
1.2. Carga de alumbrado para diferentes tipos de usuarios.
2. Cálculo analítico. 76
2.1. Carga o potencia instalada.
2.2. Demanda máxima.
2.3. Factor de demanda.
3. Determinación de carga para equipos específicos. 77

www.elsolucionario.net

3.1. Carga de transformadores.
3.2. Carga de alimentadores.
3.3. Carga en plantas de emergencia.
3.4. Carga en bancos de capacitores.
Tablas. 81

Capítulo 5. Cálculo y Especificación de Conductores Eléctricos.

1. Criterios para el cálculo de conductores. 85
1.1. Capacidad de conducción de corriente.
1.2. Caída de voltaje.
1.3. Pérdidas por efecto Joule.
1.4. Capacidad para soportar la corriente de cortocircuito.
1.5. Calibre mínimo permitido.
1.6. Fuerza de tiro en el proceso de cableado.
1.7. Diferencia de secciones.
2. Cálculo de alimentadores con cargas distribuidas. 92
2.1. Densidad de corriente constante.
2.2. Sección constante en todo el alimentador.
2.3. Ejemplo de cálculo.
3. Cálculo de alimentadores por computadora. 98
4. Ductos y tuberías. 98
4.1. Cálculo y especificación de tuberías y ducto cuadrado.
4.2. Arreglos en charolas.
Tablas. 100

Capítulo 6. El Factor de Potencia.

1. El capacitor. 107
2. La inductancia. 108
3. Potencia activa. 108
4. Potencia reactiva. 109
5. Potencia aparente. 109
6. Analogía mecánica. 109
7. Definición del factor de potencia. 110
8. Consecuencias de un factor de potencia bajo. 111
8.1. Incremento de pérdidas en las líneas de transmisión o distribución.
8.2. Deficiente regulación de voltaje.
8.3. Inversión inicial alta.
8.4. Penalizaciones por bajo factor de potencia.
9. Compensación del factor de potencia. 113
10. Ubicación de los capacitores. 114

www.elsolucionario.net

Capítulo 7. Criterios para la Especificación de Centros de Carga.

1. Tablero de circuitos derivados. 117
2. Centro de carga con derivaciones individuales en caja. 117
3. Centro de carga a prueba de explosión. 117
4. Centro de control de motores. 118
5. Tableros generales. 118
6. Distribución de la carga por tableros. 119
7. Distribución de la carga por circuitos. 120
8. Localización de los centros de carga. 121
9. Ejemplo de especificación de un tablero de alumbrado y contactos. 122
10. Ejemplo de especificación de un centro de control de motores. . .124
Anexos. 126

Capítulo 8. Cálculo de la Corriente de Cortocircuito.

1. Protección contra cortocircuito. 130
2. Fuentes alimentadoras de corrientes de falla. 130
3. Ideas fundamentales en el cálculo de la corriente de cortocircuito. .131
   3.1. Fallas trifásicas equilibradas.
   3.2. Relación entre reactancia y resistencia.
   3.3. Componente de coriente directa.
   3.4. Restricciones implícitas y correcciones necesarias.
4. Metodología para el cálculo de la corriente de corto circuito. . . .134
   4.1. Diagrama unifilar y de impedancias.
   4.2. Reactancias en por unidad.
   4.3. Cálculo de la impedancia o reactancia equivalente.
   4.4. Cálculo de la corriente de cortocircuito.
5. Impedancias o reactancias típicas de elementos de una instalación. 138
   5.1. Máquinas eléctricas rotatorias.
   5.2. Elementos de impedancia o reactancia constante.
   5.3. Reactancia inductiva de los conductores.
   5.4. Reactancia equivalente de la red de alimentación.
   5.5. Resistencias de magnitud considerable.
6. Ejemplos de cálculo. 144
   6.1. Cálculo de la corriente de falla en tensión media.
7. Conclusiones. 156
Tablas. 158

www.elsolucionario.net

Capítulo 9. Fallas y Protecciones Eléctricas.

1. Voltajes peligrosos. 161
   - 1.1. Sobrevoltajes de origen atmosférico.
   - 1.2. Sobrevoltajes por maniobras de conexión y desconexión.
   - 1.3. Voltajes peligrosos por falla de aislamiento.
   - 1.4. Voltajes provocados por fricción.
   - 1.5. Ondas de voltaje en sistemas de tierra.
   - 1.6. Voltaje de paso.
2. Cortocircuito. 165
3. Sobrecargas. 165
   - 3.1. Sobredemanda de potencia.
   - 3.2. Sobrecargas por deficiencias del alimentador o del equipo.
4. Altas temperaturas. 166
5. Operación en áreas peligrosas. 167
6. Uso inadecuado de la energía eléctrica. 167
   - 6.1. Inyección de armónicas a la red.
   - 6.2. Eliminación de protecciones.
   - 6.3. Uso inadecuado de extensiones.
   - 6.4. Operación y mantenimiento deficientes.
7. Inversión de la secuencia de fases. 168
8. Pérdida de excitación. 169
9. Cargas desequilibradas. 169
10. Medidas de seguridad. 169
    - 10.1. Conexión a tierra.
    - 10.2. Apartarrayos.
    - 10.3. Sistema de pararrayos.
    - 10.4. Neutro aislado.
    - 10.5. Distancias mínimas de seguridad.
    - 10.6. Bloqueos cruzados o *interlocks*.
    - 10.7. Desenergización automática.
    - 10.8. Conexión automática a tierra.
11. Dispositivos de protección. 173
    - 11.1. Características de un sistema de protección.
    - 11.2. Calibración.
    - 11.3. Fusibles.
    - 11.4. Interruptores termomagnéticos.
    - 11.5. Relevadores térmicos o bimetales.
    - 11.6. Relevadores electromagnéticos.
    - 11.7. Relevador de presión súbita.
12. Interruptores de potencia. 183
    - 12.1. Interruptor en aceite.
    - 12.2. Interruptor en pequeño volumen de aceite.
    - 12.3. Interruptor en aire para bajo voltaje.
    - 12.4. Interruptor con fusibles.
    - 12.5. Interruptor de seguridad.
    - 12.6. Interruptor de tres vías o doble tiro.
    - 12.7. Restauradores.

www.elsolucionario.net

Capítulo 10. Sistema de Tierras.

1. El concepto de resistencia a tierra . . . . . 187.
1.1. Valores aceptables
1.2. Cálculo de la resistencia a tierra.
2. Tratamiento del suelo. 190
Tablas. 191

Capítulo 11. Pruebas para las Instalaciones Eléctricas.

1. Inspección visual. 193
2. Pruebas de operación. 193
3. Pruebas de aislamiento. 194
3.1. Prueba de aislamiento con *megger.*
3.2. Elemplo de análisis de prueba con *megger.*
3.3. Prueba de voltaje aplicado.
4. Otras pruebas. 197
Tablas 198

Capítulo 12. Costo y Posibilidades de Ahorro de Energía Eléctrica

1. Introducción 199
2. Costo y tarifas 199
3. Factor de demanda 200
4. Factor de pérdidas 202
5. Beneficio del control de la demanda horaria 202
5.1. Pago por servicio eléctrico.
5.2. Pérdidas
6. Beneficios del uso eficiente de la energía eléctrica 204
6.1. Transformador y conductor económico.
6.2. Iluminación, aire acondicionado y motores.
7. Diagnóstico de una instalación eléctrica 207
Tabla 208

Apéndice: Fórmulas Básicas y Valores Típicos

1. Ley general de Ohm. 209
2. Cálculo de corriente en alimentadores. 209
3. Potencia en circuitos trifásicos desequilibrados. 210
4. Corriente en transformador de dos voltajes de salida. 210

www.elsolucionario.net
5. Corriente en motores trifásicos 212

6. Corriente en motores monofásicos. 213
7. Corriente en conexiones especiales. 214
8. Fuerza entre dos conductores rectos de sección circular. 215
9. Información para la instalación de motores trifásicos tipo jaula de ardilla 216
10. Ejemplo de proyecto de una instalación eléctrica 217

Bibliografía 227

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

CAP
LAS I

1. Descripción.

Se le llama instala
distribuir la energ
utilizan. Entre est
bancos de capacit
cables, conexiones

Las instalaciones
ductos o tubos), o
techos o pisos).

2. Objetivos de u

Una instalación el
de una manera seg

2.1. Seguridad.

Una instalación se
los equipos que ali

Existen muchos e
trabajan cerca de u
partes metálicas q
puerta de un table
de tarimas de mad
elementos que imp

En relación con la
para determinar la
equipo que repres
deberá limitarse la

2.2. Eficiencia.

El diseño de una
innecesarios, ya se
lidad para descon
utilizando.

www.elsolucionario.net

CAPITULO 1. INTRODUCCION A LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

1. Descripción.

Se le llama instalación eléctrica al conjunto de elementos que permiten transportar y distribuir la energía eléctrica desde el punto de suministro hasta los equipos que la utilizan. Entre estos elementos se incluyen: tableros, interruptores, transformadores, bancos de capacitores, dispositivos sensores, dispositivos de control local o remoto, cables, conexiones, contactos, canalizaciones y soportes.

Las instalaciones eléctricas pueden ser abiertas (conductores visibles), aparentes (en ductos o tubos), ocultas (dentro de páneles o falsos plafones), o ahogadas (en muros, techos o pisos).

2. Objetivos de una instalación.

Una instalación eléctrica debe distribuir la energía eléctrica a los equipos conectados de una manera segura y eficiente. Además debe ser económica, flexible y de fácil acceso.

2.1. Seguridad.

Una instalación segura es aquélla que no representa riesgos para los usuarios ni para los equipos que alimenta o que están cerca.

Existen muchos elementos que pueden utilizarse para proteger a las personas que trabajan cerca de una instalación eléctrica, entre otros: la conexión a tierra de todas las partes metálicas que están accesibles, la inclusión de mecanismos que impidan que la puerta de un tablero pueda abrirse mientras éste se encuentre energizado, la colocación de tarimas de madera y hule en los lugares donde se operen interruptores y, en general, elementos que impidan el paso (letreros, candados, alambradas, etc.).

En relación con la seguridad de los equipos, debe hacerse un análisis técnico-económico para determinar la inversión en protecciones para cada equipo. Por ejemplo, para un equipo que represente una parte importante de la instalación y que sea muy costoso no deberá limitarse la inversión en protecciones.

2.2. Eficiencia.

El diseño de una instalación debe hacerse cuidadosamente para evitar consumos innecesarios, ya sea por pérdidas en los elementos que la constituyen o por la imposibilidad para desconectar equipos o secciones de alumbrado mientras éstos no se estén utilizando.

www.elsolucionario.net

2.3. Economía.

Los proyectos de ingeniería tienen que considerar las implicaciones económicas. Esto quiere decir que el ingeniero, frente a cualquier proyecto, debe pensar en su realización con la menor inversión posible. Hipotéticamente hablando, la mejor solución a un problema de instalaciones eléctricas debería ser única: la ideal. En la realidad el ingeniero proyectista requiere de habilidad y tiempo para acercarse a esa solución ideal. Pero las horas/hombre dedicadas al proyecto son parte importante del costo, por lo que tampoco es recomendable dedicar demasiado tiempo a resolver problemas sencillos.

2.4. Flexibilidad.

Se entiende por instalación flexible aquélla que puede adaptarse a pequeños cambios. Por ejemplo, una instalación aparente en tubos metálicos o charolas es mucho más flexible que una instalación ahogada en el piso.

2.5. Accesibilidad.

Una instalación bien diseñada debe tener las previsiones necesarias para permitir el acceso a todas aquellas partes que pueden requerir mantenimiento. Por ejemplo, espacios para montar y desmontar equipos grandes y pasillos en la parte posterior de los tableros, entre otros.

También se entiende por accesibilidad el que se cuente con todos los elementos que permitan entender el diseño de la instalación, es decir, la especificación completa y todos los planos y diagramas necesarios.

3. Clasificación de instalaciones eléctricas.

Las instalaciones eléctricas se clasifican de diferentes formas. A continuación se detallan las relativas al nivel de voltaje y al ambiente del lugar de instalación, aunque podrían señalarse otras: por su duración (temporales y definitivas), por su modo de operación (normal y de emergencia) o por su construcción (abierta, aparente y oculta).

3.1. Nivel de voltaje.

De acuerdo con el nivel de voltaje se pueden tener los siguientes tipos de instalación:

a) Instalaciones no peligrosas. Cuando su voltaje es igual o menor que 12 volts.

b) Instalaciones de baja tensión. Cuando el voltaje con respecto a tierra no excede 750 volts.

c) Instalación de media tensión. Aunque no existen límites precisos, podría considerarse un rango entre 1000 y 15000 volts; sin embargo, algunos autores incluyen todos los equipos hasta de 34 kV. En media tensión es muy común encontrar instalaciones con motores de más de 200 hp que operan con un voltaje de 4160 V entre fases y 2400 V entre fase y neutro.

www.elsolucionario.net

d) Instalaciones de alta tensión. Cuando los voltajes son superiores a los mencionados anteriormente.

3.2. Lugar de instalación.

Las instalaciones eléctricas también pueden clasificarse en normales y especiales, según el lugar donde se ubiquen:

a) Las instalaciones normales pueden ser interiores o exteriores. Las que están a la intemperie deben tener los accesorios necesarios (cubiertas, empaques y sellos) para evitar la penetración del agua de lluvia aún en condiciones de tormenta.

b) Se consideran instalaciones especiales aquéllas que se encuentran en áreas con ambiente peligroso, excesivamente húmedo o con grandes cantidades de polvo no combustible.

   En lugares muy húmedos debe asegurarse una buena protección contra la corrosión y los aislantes deben ser del tipo adecuado para esas condiciones. En los casos donde existen polvos no combustibles, deben utilizarse medios para evitar la acumulación de dicho polvo (extractores y/o cubiertas), dado que puede impedir la operación normal de la instalación, ya sea dificultando la disipación del calor y/o produciendo trayectorias indeseables de corriente.

   Para el diseño de instalaciones en ambientes peligrosos se recomienda consultar el capítulo 5 de las NTIE (1981).

4. Códigos y normas.

El diseño de instalaciones eléctricas debe hacerse dentro de un marco legal. Un buen proyecto de ingeniería es una respuesta técnica y económicamente adecuada, que respeta los requerimientos de las normas y códigos aplicables.

En México las NTIE (Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, 1981), editadas por la Dirección General de Normas, constituyen el marco legal para el proyecto y construcción de instalaciones. Estas normas son generales y no pueden cubrir todo. En ciertos tipos de instalaciones pueden establecerse especificaciones que aumenten la seguridad o la vida de los equipos y que estén por arriba de las normas.

Existen otras normas, que no son obligatorias pero que son el resultado de experiencia acumulada y que por lo tanto pueden servir de apoyo a los proyectistas en aspectos específicos no cubiertos por las NTIE (1981):

a) El NEC (National Electrical Code ó Código Nacional Eléctrico de Estados Unidos de Norteamérica) que por ser una norma más detallada puede ser muy útil en algunas aplicaciones específicas.

b) El LPC (Lightning Protection Code o Código de Protecciones Contra Descargas Atmosféricas de los Estados Unidos de Norteamérica), que es un capítulo de las normas de la NFPA (National Fire Protection Association). Los proyectistas mexi-

www.elsolucionario.net

canos se apoyan mucho en este código debido a que las NTIE tratan el tema con muy poca profundidad.

Existen normas para la fabricación de equipo eléctrico que también deben ser consideradas por el proyectista ya que proporcionan información relativa a las características del equipo, así como los requisitos para su instalación.

c) En México todo el equipo eléctrico debe cumplir las normas CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica).

d) Los equipos importados deben cumplir con las normas nacionales, pero conviene conocer las normas del país de origen. El equipo eléctrico importado de EUA está fabricado de acuerdo con las normas NEMA (National Electrical Manufacturers Association ó Asociación Nacional de Fabricantes de Equipo Eléctrico de Estados Unidos de América).

5. Especificaciones.

Se conoce como especificaciones al conjunto de dimensiones y características técnicas que definen completamente a una instalación y a todos los elementos que la componen. Las especificaciones deben cumplir con las normas respectivas y no deben dar lugar a confusiones o a interpretaciones múltiples.

En una instalación eléctrica, las especificaciones deben contemplar los objetivos para los que fue propuesta. Debido a que las normas son de carácter general, las especificaciones pueden ser más exigentes, ya que se trata de un objetivo determinado. Por ejemplo, las NTIE (1981) indican como calibre mínimo para instalaciones de alumbrado el No. 14, mientras que Petróleos Mexicanos exige que el calibre mínimo para el alumbrado de sus instalaciones sea el No. 12. De esta forma es que se pueden crear normas específicas para ciertos equipos, objetivos o aplicaciones.

Hay usuarios que quieren que su instalación sea diseñada con factores de seguridad muy altos: que nunca falle. Sin embargo, debe procurarse convencerlos de que es suficiente con aplicar correctamente las normas y tomar las previsiones adecuadas.

6. Vida de una instalación eléctrica.

Es fácil entender que la vida de una instalación es el tiempo que transcurre desde su construcción hasta que se vuelve inservible; conocer esta información resulta muy útil porque permite saber cuánto durará la inversión. Sin embargo, es complejo precisar la vida de una instalación ya que influyen muchos factores. Entre otros están: el proyecto, la ejecución, las condiciones de uso, el mantenimiento y el medio ambiente.

6.1. Proyecto y construcción.

Es indudable que la vida de una instalación se alarga cuando el proyecto contempla previsiones adecuadas para posibles ampliaciones e incluye un sistema confiable de protecciones.

www.elsolucionario.net

Por otra parte, después de un buen proyecto se requiere de una construcción correcta (de acuerdo con las especificaciones del proyecto), que impida que la instalación se vuelva inservible prematuramente. Una instalación oculta protege mejor los materiales y por tanto tiene mayor duración que una visible, pero esta última es más accesible cuando se presenta la necesidad de hacer modificaciones.

Toda instalación se ejecuta conforme a un proyecto y cualquier modificación debe estar asentada en los planos para mantenerlos vigentes; de lo contrario resultará cada vez más difícil localizar el origen de los problemas que se presenten. De hecho puede presentarse el caso que resulte necesario desechar por completo una instalación que ha sufrido modificaciones que no han sido registradas por escrito.

6.2. Materiales aislantes.

Aunque los elementos arriba citados tienen impacto sobre la vida de la instalación, normalmente se entiende que la duración depende del envejecimiento de los materiales utilizados, principalmente de los materiales aislantes. Estos últimos se utilizan como forros de conductores, cintas de aislar, soportes de varias clases y tipos, cubiertas protectoras y barnices.

Los materiales aislantes se clasifican en función del grado de estabilidad térmica. Para ello se define el término *clase de aislamiento* que se refiere a la temperatura máxima que puede soportar el material antes de que se presenten cambios irreversibles en su estructura molecular. La mayoría de los aislantes son de naturaleza orgánica y su vida depende del número de recombinaciones moleculares irreversibles, de naturaleza química, que se producen en función del tiempo y de la temperatura.

De forma aproximada se puede decir que la vida del aislamiento se reduce a la mitad por cada 7 u 8 °C de temperatura por encima de su nivel de estabilidad térmica. En la figura No. 1.1. se presenta en una gráfica logarítmica la vida del aislamiento en función de la temperatura (tomada de P. Allen, 1972).

Las sobrecargas eléctricas producen alzas de temperatura que de acuerdo con lo mencionado anteriormente tienen un efecto directo en la vida de los materiales aislantes. Las sobrecargas pueden entenderse como demandas de energía mayores a las de diseño, o como cortocircuitos acumulados.

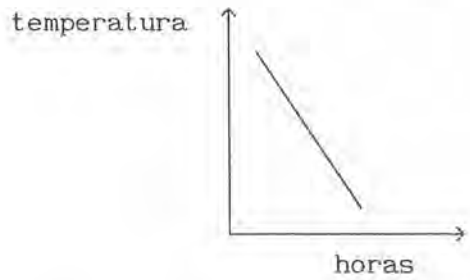


Figura 1.1. Vida de un aislamiento

www.elsolucionario.net

6.3. Mantenimiento.

Respecto al mantenimiento se puede decir que las instalaciones sencillas prácticamente no lo requieren mientras no haya modificaciones o mal trato. En aquellas instalaciones donde sí se requiere consiste, básicamente, en limpieza, renovación de pintura, apriete de uniones, ajuste de contactos y revisión de los elementos de protección. En los transformadores es muy importante revisar periódicamente las características dieléctricas del aceite; en motores y generadores, mantener engrasados los rodamientos y cambiar carbones cuando sea necesario. Por otra parte debe protegerse a los equipos contra los malos tratos que, por ignorancia o descuido, puedan darle los operarios. Es claro que un mantenimiento adecuado y el buen trato alargan la vida de una instalación.

Los motores, así como otros equipos eléctricos caracterizados por movimientos mecánicos y/o elementos de contacto electromecánico, tienen una vida bastante más corta que las instalaciones entubadas fijas.

6.4. Medio ambiente.

El medio ambiente donde se encuentra una instalación tiene una influencia importante en la vida de ésta. Las condiciones de humedad, salinidad y contaminación deben ser consideradas en el proyecto.

A manera de conclusión se puede decir que una instalación eléctrica producto de un buen proyecto, de una buena construcción y con el mantenimiento adecuado, puede durar tanto como el inmueble donde presta el servicio. Según W.B. Baasel (1976) la vida útil es de: 45 años para viviendas, 60 años para almacenes, 45 años para fábricas, 30 años para líneas de transmisión y distribución, y 12 años para equipos eléctricos. Sin embargo debe realizarse una revisión periódica y renovarse aquellos elementos que se consideren inseguros. Por otra parte, se recomienda que cuando una industria o comercio cambie de giro se revise y modifique la instalación, o se sustituya totalmente de acuerdo con las necesidades específicas.

7. Factores de Calidad de Servicio.

La compañía suministradora de energía eléctrica debe garantizar un servicio que cumpla con ciertos requerimientos mínimos, de tal forma que los usuarios puedan tener la certeza de que sus equipos no sufrirán daños y funcionarán correctamente.

7.1. Continuidad del Servicio.

El consumo de la energía eléctrica ha adquirido tal importancia en la sociedad moderna, que una interrupción del servicio puede causar trastornos importantes y pérdidas económicas cuantiosas. Por esta razón la preocupación primordial del responsable del suministro es evitar interrupciones; aún así algunos usuarios requieren de la instalación de plantas eléctricas para cubrir emergencias.

www.elsolucionario.net

7.2. Regulación de Voltaje.

Los artefactos que utilizan la energía eléctrica están diseñados para operar a un voltaje específico y su funcionamiento será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites. Existen equipos sensibles a las variaciones de voltaje, entre otros están: lámparas incandescentes, lámparas fluorescentes, equipos electrónicos y calefactores de resistencia. Los motores de inducción son menos sensibles, y pueden operar (con algunas consecuencias) con voltajes de 10% arriba o abajo del valor nominal.

En algunos casos la compañía suministradora tiene sistemas de regulación automática de voltaje, ya sea con transformadores provistos con cambiadores automáticos de derivaciones (que modifican la relación de transformación) o mediante la conexión y desconexión de bancos de capacitadores.

En la regulación de voltaje deben cuidarse dos aspectos:

a) Tener las previsiones necesarias para las caídas de voltaje del suministro. En ocasiones resulta indispensable la instalación de reguladores automáticos de voltaje, aunque normalmente es factible compensarlas cambiando (manualmente) las derivaciones de los transformadores que, por lo general, permiten variar el voltaje de salida en escalones de 2.5%.

b) Diseñar los conductores de la instalación para que la última salida de un circuito derivado no sobrepase la caída de voltaje de 5% permitida en las normas. Una variación de 5% del voltaje nominal en los puntos de utilización se considera satisfactoria; una variación de 10% se considera tolerable (J. Viqueira, 1970).

El problema de la regulación de voltaje no es trivial, ya que requiere de gran habilidad del técnico para obtener un diseño que contemple dos situaciones diferentes: la primera cuando todas las cargas demanden su potencia nominal (hora pico de carga) y la segunda cuando la carga conectada es mínima. Debido a su importancia, este tema será nuevamente tratado más adelante.

7.3. Control de la Frecuencia.

Los sistemas de energía eléctrica operan con ondas de una frecuencia (ciclos/segundo) determinada, dentro de cierta tolerancia. No existe un estándar internacional respecto a la frecuencia; los países de Europa, la mayor parte de Asia y Africa y algunos de Sudamérica han adoptado una frecuencia de 50 Hertz (o ciclos/seg). En América del Norte y otros países del continente americano los sistemas eléctricos operan a 60 Hz. México, al igual que algunos otros países, tenía zonas con diferente frecuencia, pero desde 1969 se unificó a 60 Hz.

En algunos sistemas eléctricos de transporte terrestre se emplean frecuencias de 16 2/3 Hz y 25 Hz. En cambio, en aeronaves los generadores son de 400 Hz. El problema consiste en que, para la misma unidad de fierro magnético, la potencia crece proporcionalmente con la frecuencia, pero al mismo tiempo aparecen los siguientes efectos:

www.elsolucionario.net

a) Las pérdidas en el material magnético aumentan: una parte en proporción directa con la frecuencia (pérdidas por histéresis), y otra parte de acuerdo con el cuadrado de la frecuencia (corrientes parásitas).

b) La reactancia de dispersión en las máquinas y líneas de transmisión aumenta en proporción con la frecuencia.

c) La reactancia capacitiva entre líneas de transmisión se reduce en proporción al incremento de la frecuencia.

d) En líneas de transmisión largas puede presentarse el fenómeno de resonancia (debido a los dos incisos anteriores).

e) La interferencia en líneas telefónicas cercanas aumenta con la frecuencia.

Todos los elementos diseñados para operar a cierta frecuencia pueden verse afectados por la variación de éste parámetro. De hecho, una red eléctrica no puede tener variaciones de más de 1% en su frecuencia porque sus plantas generadoras pueden salirse de sincronismo. Este rango de variación es perfectamente aceptable para los consumidores. Un caso especial se presenta cuando se sustituye la alimentación normal por la planta de emergencia, ya que en ésta la frecuencia tiene un rango de oscilación más amplio.

7.4. Contenido de Armónicas.

Las ondas de voltaje que produce una planta generadora en una red eléctrica son muy cercanas a una senoide. Para lograr que un generador síncrono produzca ondas senoidales se requiere de un diseño muy cuidadoso y complicado. Dependiendo del tipo de rotor, estas ondas se obtienen con cierto acomodo del devanado de campo o mediante un diseño especial de la forma de los polos.

A pesar de la dificultad para generarlas, las ondas senoidales se utilizan porque tienen la propiedad de conservar su forma a todo lo largo de la red. Esto sucede aunque la red tenga componentes cuyas propiedades físicas sean equivalentes a la derivación o integración de la función que representa la onda de entrada. En otras palabras, la ventaja más importante de las ondas senoidales es que son funciones cuya integral o derivada es otra senoide defasada en el tiempo.

De acuerdo con Fourier cualquier función periódica puede representarse mediante una serie infinita de funciones senoidales. Esta serie contiene un término que es de la misma frecuencia que la función original, que se le llama componente fundamental. El resto de los términos se conocen como armónicas porque su frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental. De esta manera se puede considerar que una onda está descompuesta en componente fundamental y armónicas. Las funciones periódicas que poseen simetría de media onda, que es el caso de las ondas en sistemas eléctricos de potencia, sólo contienen armónicas impares.

Las ondas de voltaje que se reciben de la empresa suministradora son imperfectas. Esto se debe a que desde su generación tienen pequeños defectos o a que algunos compo-

www.elsolucionario.net

nentes de la red responden de una manera no lineal. Por ejemplo, si el valor de la inducción magnética en el núcleo de un transformador está cerca de la saturación, la corriente de magnetización puede propiciar la aparición de armónicas. Entre mayor sea el contenido de armónicas de una onda, mayor será su desviación de la forma senoidal.

A pesar de lo anterior, el contenido de armónicas producido por los elementos de un sistema de potencia tradicional todavía no es muy grande, y el problema no es tan importante. Sin embargo, a medida que crezca el número de equipos con dispositivos de electrónica de potencia, aumentará el contenido de armónicas en la red y será necesario instalar filtros que las eliminen.

Un motor de corriente directa alimentado por corriente alterna trifásica a través de un rectificador de onda completa, cuyo control de voltaje se logra variando el ángulo de encendido de tiristores, consume una corriente que dista mucho de una senoide. Esta corriente puede causar problemas al sistema, a los otros usuarios y a las transmisiones telefónicas y radiofónicas. Este es el caso de la maquinaria utilizada en las fábricas de papel o en las plantas de purificación de aluminio. Se puede decir que estos consumidores contaminan el sistema con sus armónicas.

El contenido de una armónica de cierto orden se puede expresar en función del porciento que su amplitud representa comparada con la amplitud de la componente fundamental. Para cuantificar el contenido de varias armónicas se calcula la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de sus amplitudes y se expresa como porciento de la amplitud de la onda de frecuencia fundamental.

Las armónicas de orden inferior (3, 5, 7, 11 y 13) tienen mayor impacto en el aumento de pérdidas en las máquinas eléctricas, y por lo tanto provocan sobrecalentamiento. Las armónicas de orden superior (arriba de 20 y hasta 50) causan interferencias en las líneas de teléfono y en las ondas de radio.

7.5. Desbalance del voltaje.

En la actualidad la generación y transmisión de la energía eléctrica se hace en tres fases. Esto se debe a las ventajas económicas que un sistema trifásico tiene frente a uno monofásico (una sola fase). De esta manera se generan tres voltajes de la misma magnitud defasados 120° en el tiempo, lo que constituye un sistema equilibrado.

Las cargas trifásicas producen corrientes de la misma magnitud en las tres fases. Este no es el caso de las cargas monofásicas que pueden producir desequilibrios entre las corrientes que circulan por las líneas. Estas cargas que desequilibran el sistema pueden provocar que los voltajes ya no sean iguales en magnitud, y que los ángulos entre ellos cambien. A este fenómeno se le conoce como desbalanceo de voltaje.

Un sistema desbalanceado puede ser causa de sobrecalentamiento en los generadores y crear problemas en los equipos de los consumidores (especialmente motores síncronos). Por esta razón las compañías responsables del suministro limitan a los consumidores para que eviten que el desbalanceo de sus cargas vaya más allá de un 5%.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Para el estudio de un sistema trifásico desequilibrado se utiliza la teoría de las componentes simétricas, que proporciona las herramientas necesarias para descomponerlo en tres sistemas equilibrados denominados: secuencia directa, secuencia inversa y secuencia cero u homopolar.

CAP
CONS

En este capítulo se
encontrados en un
terminología y los

Dicha descripción
de los elementos
definiciones conte
1981), sobre todo
embargo, no se pre
naciones o arreglo
planos de instalaci

1. Acometida.

Por acometida se
de la compañía sur
también puede ent
con la red eléctrica

En las terminales d
proteger la instal
atmosférico o por

2. Equipo de me

Por equipo de me
que se coloca en l
consumo de energ
venta. Este equip
colocado en un lug

El equipo de medi
que la compañía s
la calibración corr

3. Interruptores.

Un interruptor es
eléctrico por el c
desconexión o co
cubrir la función

www.elsolucionario.net

CAPITULO 2. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UNA INSTALACION ELECTRICA

En este capítulo se presenta una descripción general de los elementos más comúnmente encontrados en una instalación eléctrica. La intención es familiarizar al lector con la terminología y los conceptos que serán utilizados en los capítulos siguientes.

Dicha descripción incluye tanto las funciones como las características más importantes de los elementos de las instalaciones eléctricas. Los autores comentan y amplían las definiciones contenidas en las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE 1981), sobre todo en lo que se refiere a criterios de selección y especificación. Sin embargo, no se pretende detallar casos particulares ni cubrir todas las posibles combinaciones o arreglos. Al final del capítulo se presentan los símbolos más utilizados en planos de instalaciones eléctricas.

1. Acometida.

Por acometida se entiende el punto donde se hace la conexión entre la red, propiedad de la compañía suministradora, y el alimentador que abastece al usuario. La acometida también puede entenderse como la línea (aérea o subterránea) que por un lado entronca con la red eléctrica de alimentación y por el otro tiene conectado el sistema de medición.

En las terminales de entrada de la acometida normalmente se colocan apartarrayos para proteger la instalación y el equipo contra ondas de alto voltaje, ya sea de origen atmosférico o por maniobras de conexión o desconexión en la red de suministro.

2. Equipo de medición.

Por equipo de medición se entiende aquél, propiedad de la compañía suministradora, que se coloca en la acometida de cualquier usuario con el propósito de cuantificar el consumo de energía eléctrica de acuerdo con las condiciones del contrato de compra-venta. Este equipo está sellado y debe estar protegido contra agentes externos, y colocado en un lugar accesible para su lectura y revisión.

El equipo de medición puede conectarse a través de un juego de cuchillas que permitan que la compañía suministradora verifique su funcionamiento y, en caso necesario, haga la calibración correspondiente sin interrumpir el servicio al usuario.

3. Interruptores.

Un interruptor es un dispositivo que está diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico por el cual está circulando una corriente. Puede utilizarse como medio de desconexión o conexión y, si está provisto de los dispositivos necesarios, también puede

www.elsolucionario.net

3.1. Interruptor general.

Se le denomina interruptor general o principal al que va colocado entre la acometida (después del equipo de medición) y el resto de la instalación (Figura 2.1), y que se utiliza como medio de desconexión y protección del sistema o red suministradora.

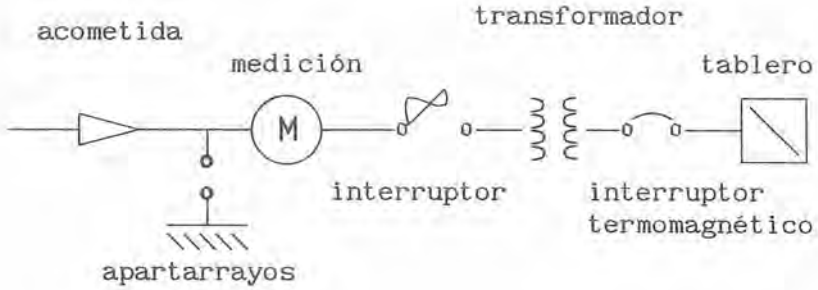


Figura 2.1. Diagrama unifilar desde la acometida hasta el tablero general.

Este interruptor debe ser de fácil acceso y operación, de tal forma que en caso de emergencia permita desenergizar la instalación rápidamente; debe proteger a toda la instalación y a su equipo, por lo que debe ser capaz de interrumpir las corrientes de cortocircuito que pudieran ocurrir en la instalación del consumidor.

Dependiendo del tipo de instalación, el interruptor general o principal puede ser alguno de los siguientes dispositivos: caja con cuchillas y fusibles, interruptor termomagnético, cortacircuitos o interruptor de potencia (en aire, al vacío, en algún gas o en aceite).

También se acostumbra llamarles interruptores generales a los que controlan toda la alimentación de un tablero, de un centro de control de motores (definido más adelante), o de una zona de una instalación.

3.2. Interruptor derivado.

Los interruptores eléctricos llamados derivados son aquéllos que están colocados para proteger y desconectar alimentadores de circuitos que distribuyen la energía eléctrica a otras secciones de la instalación o que energizan a otros tableros.

Por ejemplo, una instalación residencial normalmente tiene el medidor conectado a un interruptor general de navajas (medio de desconexión) y fusibles (medio de protección). Del interruptor se alimenta a un tablero de donde se derivan, por lo general, dos circuitos a través de interruptores termomagnéticos, mejor conocidos en México con el nombre de *bréiquers* (del inglés breakers).

3.3. Interruptor termomagnético.

Uno de los interruptores más utilizados y que sirve para desconectar y proteger contra sobrecargas y cortocircuitos es el termomagnético. Se fabrica en gran variedad de tamaños, por lo que su aplicación puede ser como interruptor general o derivado. Su

www.elsolucionario.net

diseño le permite soportar un gran número de operaciones de conexión y desconexión, lo que lo hace muy útil en el control manual de una instalación. Tiene un elemento electrodinámico con el que puede responder rápidamente ante la presencia de un cortocircuito. Para la protección contra sobrecarga se vale de un elemento bimetálico.

Resulta conveniente mencionar aquí que este elemento bimetálico no puede proteger los motores asíncronos de tipo *jaula de ardilla*, debido a que su constante de tiempo no es suficientemente grande para permitir la corriente de arranque, y a que su calibración es poco precisa. Por esta razón la conexión y protección de estos motores se lleva a cabo mediante arrancadores (descritos a continuación).

4. Arrancador.

Se conoce como arrancador al arreglo compuesto por un interruptor, ya sea termomagnético o de navajas (cuchillas) con fusibles, un contactor electromagnético y un relevador bimetálico (Figura 2.2.). El contactor consiste básicamente de una bobina con un núcleo de fierro que cierra o abre un juego de contactos al energizar o desenergizar la bobina.

Las ventajas de esta combinación son varias:

a) Se dispone del interruptor (de navajas o termomagnético) para la desconexión y conexión (total) del arrancador.

b) Debido a que el funcionamiento de la bobina requiere de una corriente relativamente baja, el arranque y paro del motor puede hacerse a control remoto.

c) La protección contra cortocircuito puede lograrse con el interruptor termomagnético o con los fusibles del interruptor de navajas.

d) Para la protección contra sobrecarga se utilizan relevadores con elementos bimetálicos que actúan sobre el circuito de la bobina y abren el contactor. Estos bimetales tienen constantes térmicas grandes que permiten sobrecargas instantáneas (arranque de motores), y se fabrican en capacidades o calibraciones específicas para motores de tamaños comerciales.

e) Un arrancador puede tener: botones para restablecer los disparos por sobrecarga; botones para arranque, paro y prueba; luces indicadoras de varios tipos; tablillas de terminales para conectar el motor y la(s) unidad(es) de control remoto y otros elementos de control.

f) El arreglo del arrancador se puede lograr en unidades compactas que facilitan el trabajo del proyectista, del instalador, del operador y del encargado de mantenimiento (sobre todo si los arrancadores son del tipo enchufable o "drawout").

www.elsolucionario.net

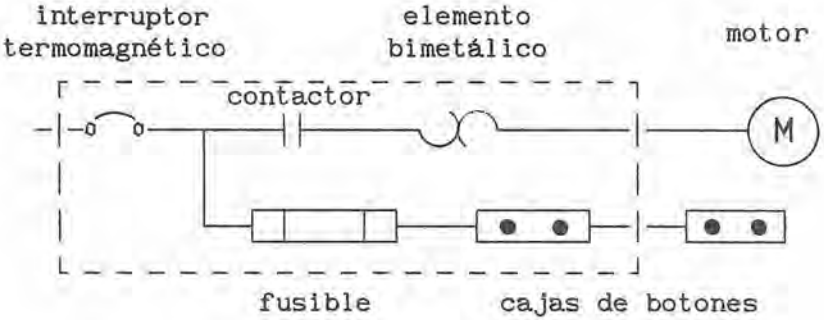


Figura 2.2. Representación unifilar de un arrancador.

5. Transformador.

El transformador eléctrico es un equipo que se utiliza para cambiar el voltaje de suministro al voltaje requerido. En instalaciones grandes (o complejas) pueden necesitarse varios niveles de voltajes, lo que se logra instalando varios transformadores (normalmente agrupados en subestaciones). Por otra parte pueden existir instalaciones cuyo voltaje sea el mismo que tiene la acometida y por lo tanto no requieran de transformador.

6. Tableros.

Se entiende por tablero un gabinete metálico donde se colocan instrumentos, interruptores, arrancadores y/o dispositivos de control. El tablero es un elemento auxiliar (en algunos casos obligatorio) para lograr una instalación segura, confiable y ordenada.

6.1. Tablero general.

El tablero general es aquél que se coloca inmediatamente después del transformador (Figura 2.1.) y que contiene un interruptor general. El transformador se conecta a la entrada del interruptor y a la salida de éste se conectan barras que distribuyen la energía eléctrica a diferentes circuitos a través de interruptores derivados.

6.2. Centros de control de motores.

En instalaciones industriales, y en general en aquéllas donde se utilizan varios motores, los arrancadores se agrupan en tableros compactos conocidos como centros de control de motores. Dependiendo del número de arrancadores o circuitos derivados y de la distancia entre ellos y el tablero general, puede ser necesario incluir un interruptor general. Los arrancadores normalmente se conectan al interruptor utilizando barras de cobre, lo que permite lograr un arreglo limpio en el interior del tablero.

6.3. Tableros de distribución o derivados.

Cada área de una instalación está normalmente alimentada por uno o varios tableros derivados. Estos tableros pueden tener un interruptor general, dependiendo de la

www.elsolucionario.net

distancia al tablero de donde se alimenta y del número de circuitos que alimente. Contienen una barra de cobre para el neutro y 1, 2 ó 3 barras conectadas a las fases respectivas (directamente o a través del interruptor general).

Normalmente, a las barras de las fases se conectan interruptores termomagnéticos de 1, 2 ó 3 polos, dependiendo del número de fases que se requieran para alimentar los circuitos derivados. Estos últimos a su vez alimentan: unidades de alumbrado, salidas para contactos o equipos especiales (que a su vez pueden estar provistos con dispositivos de arranque y protección).

7. Motores y equipos accionados por motores.

Los motores se encuentran al final de las ramas de una instalación y su función es transformar la energía eléctrica en energía mecánica. Cada motor debe tener su arrancador propio.

Los motores tipo *jaula de ardilla* o de inducción (que son los que se encuentran más comúnmente en las instalaciones) son motores eléctricos asíncronos, es decir, su velocidad varía con la aplicación de carga y es siempre menor a la de sincronismo. La característica que les da este nombre es el tipo de devanado del rotor formado por barras conductoras interconectadas con anillos (en cortocircuito) cuyo diseño es muy parecido a una jaula de ardilla. Estos motores son económicos pero tienen la desventaja de requerir una corriente muy alta en el momento del arranque (6 a 7 veces la de plena carga o nominal).

8. Estaciones o puntos de control.

En esta categoría se clasifican las estaciones de botones para control, o elementos del proceso como: limitadores de carrera o de par, indicadores de nivel, de temperatura, de presión, entre otros. Todos estos equipos manejan corrientes que por lo general son bajas comparadas con las de los elementos activos de una instalación.

Es importante hacer notar la necesidad de calcular los alimentadores de control, ya que de lo contrario pueden presentarse graves problemas. Por ejemplo, un contactor grande que se alimenta con baja tensión a través de varios puntos de control de una nave de producción puede resultar con una caída de voltaje tan grande que el electroimán respectivo no tenga la fuerza suficiente para actuar.

9. Salidas para alumbrado y contactos.

Las unidades de alumbrado, al igual que los motores, están al final de la instalación y son consumidores que transforman la energía eléctrica en energía luminosa y generalmente también en calor.

Los contactos sirven para alimentar diferentes equipos portátiles y van alojados en una caja donde termina la instalación fija.

En ambos casos el proyectista debe asegurarse que la instalación eléctrica tenga la especificación necesaria para que la caída de voltaje esté por abajo de la permitida, que

www.elsolucionario.net
el alimentador quede protegido contra fallas y sobrecargas y que el usuario esté protegido contra electrocutación.

10. Plantas de emergencia.

Existen gran cantidad de instalaciones eléctricas que cuentan con una planta de emergencia para protegerse contra posibles fallas en el suministro de energía eléctrica. Normalmente en todos aquellos lugares de uso público (especialmente en hospitales), se requiere de una fuente de energía eléctrica que funcione mientras la red suministradora tenga caídas de voltaje importantes, fallas en alguna fase o interrupciones del servicio.

Las plantas de emergencia constan de un motor de combustión interna acoplado a un generador de corriente alterna. El cálculo de la capacidad de una planta eléctrica se hace en función de las cargas que deben operar permanentemente (Capítulo 4). Estas cargas deberán quedar en un circuito alimentador y canalizaciones independientes (inciso 513.15 NTIE, 1981).

La conexión y desconexión del sistema de emergencia se hace por medio de interruptores de doble tiro (manuales o automáticos) que transfieren la carga del suministro normal a la planta de emergencia. Las plantas automáticas tienen sensores de voltaje que detectan la ausencia de voltaje (o caídas más abajo de cierto límite) y envían una señal para que arranque el motor de combustión interna, cuyo sistema de enfriamiento tiene intercalada una resistencia eléctrica que lo mantiene caliente mientras no está funcionando.

11. Tierra o neutro en una instalación eléctrica.

En virtud de que no existe acuerdo al respecto de las definiciones que incluyen los términos tierra y neutro, a continuación se presentan las utilizadas por los autores:

a) Tierra. Desde el punto de vista eléctrico, se considera que el globo terráqueo tiene un potencial de cero (o neutro); se utiliza como referencia y como sumidero de corrientes indeseables. Sin embargo, puede suceder que por causas naturales (presencia cercana de nubes o descargas atmosféricas) o artificiales (falla eléctrica en una instalación) una zona terrestre tenga en forma temporal una carga eléctrica negativa o positiva con respecto a otra zona (no necesariamente lejana). Por esta razón pueden aparecer corrientes en conductores cuyos extremos estén en contacto con zonas de potenciales distintos.

b) Resistencia a tierra. Este término se utiliza para referirse a la resistencia eléctrica que presenta el suelo (tierra) de cierto lugar. El valor de la resistencia a tierra debe estar dentro de ciertos límites dependiendo del tipo de instalación. En el Capítulo 10 se describe el método para determinar su valor.

c) Toma de tierra. Se entiende que un electrodo enterrado en el suelo con una terminal que permita unirlo a un conductor es una toma de tierra. Este electrodo puede ser una barra o tubo de cobre, una varilla o tubo de fierro y en general cualquier

www.elsolucionario.net

estructura que esté en contacto con la tierra y que tenga una resistencia a tierra dentro de ciertos límites (mencionados en el Capítulo 10).

d) Tierra remota. Se le llama así a una toma de tierra lejana al punto que se esté considerando en ese momento. Su definición es útil ya que puede utilizarse como referencia en caso de que fluyan corrientes entre la instalación y esa toma de tierra.

e) Sistema de tierra. Se llama sistema de tierra a la red de conductores eléctricos unidos a una o más tomas de tierra y provistos de una o varias terminales a las que pueden conectarse puntos de la instalación. El sistema de tierra de una instalación se diseña en función de: el nivel de voltaje, la corriente de cortocircuito, la superficie que ocupa la instalación, la probabilidad de explosión y/o incendio, la resistencia a tierra, la humedad y la temperatura del suelo (ver capítulo 10).

   En una industria pueden existir varios sistemas de tierra independientes: para la subestación y equipo de fuerza (motores), para el sistema de pararrayos (que puede o no estar interconectado con el primero) y para instrumentos, computadoras y equipos de transmisión o recepción de señal. Deben respetarse ciertas separaciones entre las tomas de tierra de cada sistema para evitar interferencias. Los conductores que se conecten a los diferentes sistemas deberán estar aislados y protegidos desde la conexión.

   En la práctica ningún sistema de tierra es perfecto, ya que se requeriría que los conductores que lo forman y el suelo tuvieran una resistencia cero.

f) Conexión a tierra. La unión entre un conductor y el sistema de tierra es una conexión a tierra.

g) Tierra física. Se dice que un conductor se conecta a una tierra física cuando se une sólidamente a un sistema de tierra, que a su vez está directamente conectado a la toma de tierra (sin que exista entre ellos más impedancia que la de los conductores). Se puede considerar que el potencial de una tierra física se mantiene prácticamente constante, aunque exista un flujo de corriente entre este punto y la toma de tierra.

h) Neutro aislado. Se denomina así al conductor de una instalación que está conectado a tierra a través de una impedancia (resistiva o inductiva). La función de esta impedancia es limitar la corriente de cortocircuito que circularía por el conductor, o las partes del equipo que estén conectadas a tierra, y disminuir así los posibles daños.

   Por ejemplo, en un motor de 1500 hp con neutro sólidamente conectado a tierra, la corriente de falla entre fase y tierra podría ser de hasta 10000 amperes, iría acompañada de una pequeña explosión y lo más probable es que las laminaciones del rotor y estator se dañen junto con los conductores. En cambio, se puede calcular el valor de una impedancia que, colocada entre el neutro del transformador (aislado) y la toma de tierra (o el sistema de tierra), impida que la corriente pase de cierta magnitud. El IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) recomienda que esta corriente sea de 600 amperes.

www.elsolucionario.net

Esta protección se logra colocando en la línea del neutro un relevador de corriente que detecta la falla y manda una señal para desconectar el interruptor correspondiente. La instalación de esta protección es compleja y requiere de un cálculo muy preciso de los valores de la corriente de cortocircuito y de la selección y especificación de los elementos.

i) Neutro del generador. Se le llama así al punto que sirve de referencia para los voltajes generados en cada fase. En sistemas equilibrados y bajo circunstancias de operación normales, la diferencia de potencial entre el neutro del generador y la tierra física del lugar donde está instalado es cero.

j) Neutro de trabajo. Es aquél que se requiere para la conexión de un consumidor alimentado por una sola fase. La sección transversal del conductor de este neutro y de la fase deben ser iguales, ya que conducen la misma corriente.

k) Neutro conectado sólidamente a tierra. Este tipo de conexión se utiliza generalmente en instalaciones de baja tensión para proteger a las personas contra el peligro de electrocutación. En el caso de que se presente una falla de aislamiento entre un conductor energizado y una parte metálica desnuda se produce un cortocircuito y actúa la protección que desenergiza al circuito respectivo.

l) Neutro de un sistema. Es un potencial de referencia de un sistema que puede diferir del potencial de tierra y que puede no existir físicamente. Por ejemplo en una interconexión de transformadores tipo delta no existe un neutro físico, aunque sí un neutro de referencia.

m) Neutro flotante. Se le llama así al neutro de una instalación que no se conecta a tierra. Dependiendo de las condiciones de operación puede existir una diferencia de potencial entre este neutro y tierra.

12. Interconexión.

Para la interconexión de una instalación pueden utilizarse alambres (conductor de varios hilos) o cables (de un solo hilo) de cobre o aluminio. Estos pueden estar colocados a la vista, en ductos, tubos o charolas. Excepto en el caso de líneas aéreas, los conductores siempre deberán estar cubiertos con una capa de material aislante, el cual determina la temperatura máxima de operación.

El empalme de conductores o la conexión de éstos a las terminales de los equipos debe hacerse de manera que se garantice un contacto uniforme y no existan defectos que representen una disminución de la sección. Lo más recomendable es que todas las conexiones queden accesibles. En caso que estén dentro de tuberías o ductos deben proveerse las cajas o registros necesarios, sobre todo en las conexiones de salida hacia los equipos de la instalación.

Las tuberías que se utilizan para proteger a los conductores pueden ser metálicas (de pared gruesa o delgada) o de materiales plásticos no combustibles (rígidas o flexibles). También se utilizan ductos (metálicos) cuadrados o charolas, que son estructuras metálicas de tipo escalera colocadas vertical u horizontalmente donde se fijan los

www.elsolucionario.net

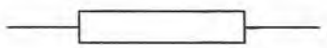
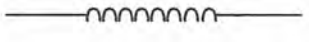
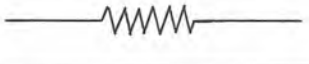
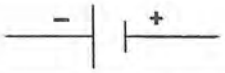
www.FreeLibros.org

conductores. El soporte de todos estos elementos debe ser rígido y su colocación debe hacerse de acuerdo con criterios de funcionalidad, estética, facilidad de mantenimiento y economía. En caso de que la interconexión se haga entre elementos sometidos a vibraciones deberá utilizarse tubería flexible o un material equivalente. En las NTIE (1981) en las secciones 303 a 313 se describen las características, usos y restricciones de las canalizaciones.

13. Simbología.

A continuación se presentan algunos de los símbolos más comunmente usados en los diagramas unifilares de instalaciones eléctricas que facilitan la comunicación entre los instaladores y proyectistas.

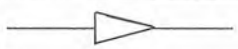
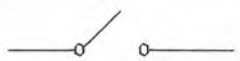
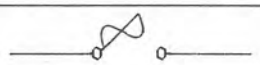
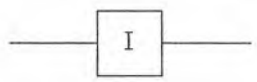
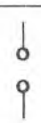
13.1. Elementos de circuitos.

Resistencia fija	
Reactancia inductiva	
Reactancia capacitiva fija (condensador)	
Impedancia	
Pila	
Motores y generadores	
- Motor de corriente alterna, alterna, jaula de ardilla	M
- Generador de corriente alterna	G
- Motor síncrono	M.S.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

13.2.Subestaciones, tierras y pararrayos.

Acometida	
Cuchilla de separación	
Interruptor con fusibles o cortacircuito	
Interruptor en aceite, gas o vacío	
Transformador de potencial	
Transformador de corriente	
Conexión a tierra	
Varilla para conexión a tierra	
Apartarrayos	
Punta de pararrayos	

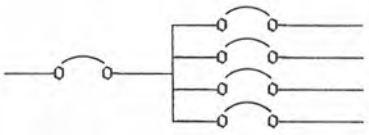
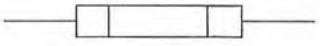
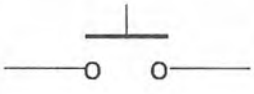
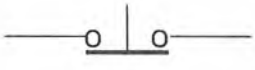
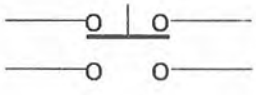
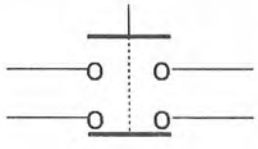
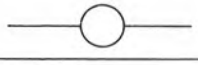
13.3. Operación, p

Tablero centro c de motor
Elemento bimetáli
Elemento
Elemento electror
Interru termoma
Contact
Normalm (N.A.)
Normalm (N.C.)
Doble (con un
Con enl
Bobina de oper

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

13.3. Operación, protección y control.

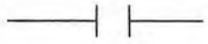
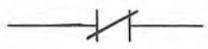
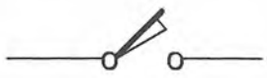
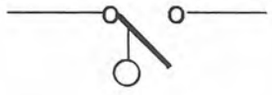
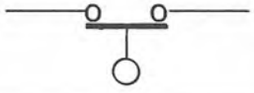
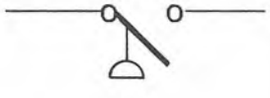
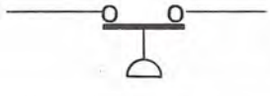
Tablero o centro de control de motores	
Elemento térmico bimetálico	
Elemento fusible	
Elemento electromagnético	
Interruptor termomagnético	
Contacto manual instantáneo, tipo botón	
Normalmente Abierto (N.A.)	
Normalmente Cerrado (N.C.)	
Doble (con uno N.A. y uno N.C.)	
Con enlace mecánico	
Bobina para elemento de operación o de control	

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

13.3. Operación, protección y control. (cont.)

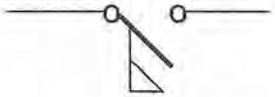
Contactos de elementos de operación de control y de protección	
Normalmente abierto	
Normalmente cerrado	
Interruptor limitador	
Normalmente abierto	
Normalmente cerrado	
Interruptor de nivel	
Normalmente abierto	
Normalmente cerrado	
Interruptor de presión	
Normalmente abierto	
Normalmente cerrado	

www.elsolucionario.net

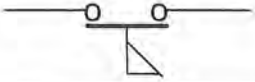
13.3. Operación, protección y control. (cont.)

Interruptor de flujo

Normalmente abierto

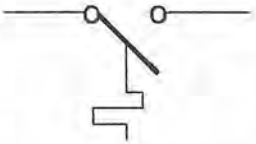


Normalmente cerrado

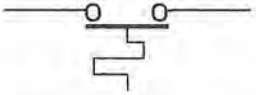


Interruptor de temperatura (termostato)

Normalmente abierto

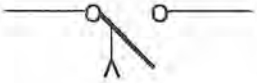


Normalmente cerrado



Contacto relevador de tiempo
(retraso al energizar)

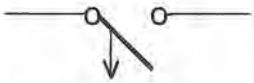
Normalmente abierto



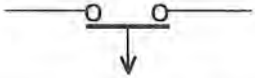
Normalmente cerrado

Contacto relevador de tiempo
(retraso al desenergizar)

Normalmente abierto



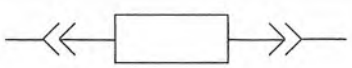
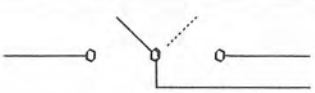
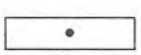
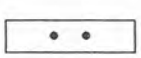
Normalmente cerrado



www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

13.3. Operación, protección y control. (cont.)

Elemento enchufable	
Interruptor de transferencia	
Estación de botones	
Una unidad de control	
Dos unidades de control	
Arrancador manual	
Arrancador automático	

13.4. Alumbrado y

Unidad d tipo inc
Unidad d tipo flu A - Al D - Ap E - Ta F - Pc
Apagado
Apagado tres ví
Contact

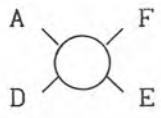
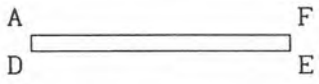
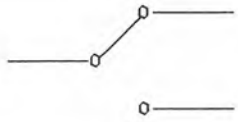
13.5. Ductería y a

Tubería (1/2") conduct
Ducto embisag
Charol
Cajas

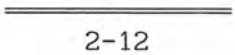
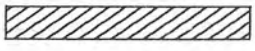
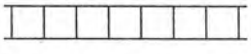
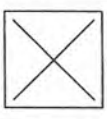
www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

13.4. Alumbrado y contactos.

Unidad de alumbrado tipo incandescente	
Unidad de alumbrado tipo fluorescente	
A - Altura de montaje (sobre piso terminado) D - Apagador (si lleva) E - Tablero circuito (identificación) F - Potencia en watts	
Apagador sencillo	
Apagador de tres vías	
Contacto	

13.5. Ductería y alimentadores.

Tubería conduit de 13mm (1/2") de diámetro con dos conductores cal. 12 AWG.	 2-12 13mm ϕ
Ducto cuadrado embisagrado	
Charolas para cables	
Cajas de registro	

www.elsolucionario.net

13.6. Instrumentos.

	(*)
Amperímetro	A
Medidor de demanda máxima	D
Frecuencímetro	F
Indicador de pérdidas a tierra	DI
Miliampérmetro	MA
Ohmetro	OHM
Fasómetro	NF
Medidor de factor de potencia	FP
Sincronoscopio	S
Varhorímetro	VARH
Vóltmetro	V
Voltampérmetro	VA
Voltampérmetro reactivo	VAR
Wattmetro	W
Watthorímetro	WH
Dispositivo de medición de la compañía suministradora	M

www.elsolucionario.net

CAPITULO 3. ESPECIFICACION Y CALCULO DE ALUMBRADO

En este capítulo se dan las bases para el cálculo de alumbrado interior y exterior. La información relativa a lámparas o luminarias que se proporciona es únicamente para ayudar en el desarrollo de cálculos sencillos, ya que se supone que estos datos están contenidos en los catálogos de los fabricantes. Para el cálculo, se entiende que las unidades de alumbrado ya fueron seleccionadas por el proyectista o por el usuario.

Específicamente se explica el método de cálculo de los lúmenes para alumbrado de interiores (incluyendo las tablas necesarias), así como una metodología para calcular el alumbrado de exteriores, derivada directamente del método general punto por punto.

Un sistema de alumbrado requiere de un equipo que proporcione la comodidad visual y rendimiento máximos compatibles con las limitaciones impuestas al proyecto, que pueden ser económicas o de otro tipo (por ejemplo la atmósfera del local). Los factores de conservación o pérdida de luminosidad se consideran detalladamente en el proceso de cálculo, ya que tienen una influencia importante al elegir el equipo.

1. Alumbrado de interiores.

Se pueden definir dos niveles en la iluminación de interiores: local y general. El primero se refiere a las necesidades de luz para tareas específicas que se desarrollan en diferentes puntos del espacio a iluminar. El nivel general corresponde a la iluminación en todas las demás áreas. También puede llamarse alumbrado general por zonas, cuando se deciden niveles de iluminación diferentes para cada zona, lo cual resulta más económico.

Además de definir el nivel de iluminación general se requiere cuidar la colocación de las luminarias de tal forma que se reduzca el deslumbramiento directo o reflejado, o las sombras indeseables. También es necesario un completo análisis de los objetos implicados en la tarea visual relativas a: tamaño, reflectancia, velocidad de exposición y contraste con el fondo.

Una vez escogidas las luminarias que se van a utilizar y determinado el nivel de iluminación requerido (Anexo A), podría calcularse el número de luminarias necesarias para producir tal iluminación. No obstante, para áreas amplias es preferible utilizar el método de los lúmenes porque proporciona una iluminación media uniforme además que su aplicación no es complicada.

2. Método de cálculo de los lúmenes.

Este método se utiliza únicamente para el cálculo de alumbrado en interiores y está basado en la definición de lux, que es igual a un lumen por metro cuadrado. Con la información del fabricante sobre la emisión luminosa inicial de cada lámpara, la cantidad

www.elsolucionario.net

instalada y el área de la zona considerada (en metros cuadrados) puede obtenerse el número de lúmenes por metro cuadrado o luxes:

$$E = \frac{\Phi_e}{S} = \frac{\text{Lúmenes emitidos}}{\text{Area en } m^2} = \text{Luxes} \qquad (3.1)$$

Este valor difiere de los luxes medidos, debido a que algunos lúmenes son absorbidos por la misma luminaria o por la influencia de otros factores tales como la suciedad de la luminaria y la disminución gradual de la emisión de luz de las lámparas, entre otras.

A continuación aparece el procedimiento utilizado en el método de los lúmenes que se puede dividir en cinco puntos fundamentales:

2.1. Determinación del nivel de iluminación requerido.

El Anexo A de este capítulo presenta los niveles de iluminación para diversas tareas, recomendados en el informe # 29 de la "International Commission on Illumination" (Comisión Internacional de Iluminación) constituida por los comités nacionales de iluminación de treinta países (Manual de Alumbrado de Phillips, 1983). Estas recomendaciones representan valores mínimos en el lugar mismo de la tarea visual de acuerdo con la práctica actual; una total comodidad visual puede requerir niveles superiores.

Es importante señalar que existen publicaciones (Westinghouse, 1985 y Sociedad Mexicana de Ingeniería de Iluminación, 1965) que recomiendan valores distintos a los propuestos en el Anexo A.

2.2. Determinación del coeficiente de utilización (CU).

El *coeficiente de utilización* es el cociente de los lúmenes que llegan al plano de trabajo (plano horizontal a 75 cms. del suelo) y los totales generados por la lámpara. Este factor toma en cuenta la eficacia y la distribución de la luminaria, su altura de montaje, las dimensiones del local y las reflectancias de las paredes, techo y suelo. A causa de las múltiples reflexiones que tienen lugar dentro de un local, una parte de luz pasa hacia abajo a través del plano imaginario de trabajo más de una vez, por lo que en algunas circunstancias el coeficiente de utilización puede sobrepasar la unidad. En general cuanto más alto y estrecho sea el local, mayor será la proporción de luz absorbida por las paredes y menor el coeficiente de utilización. Este efecto se considera mediante la relación de la cavidad del local (RCL) que se define como sigue:

$$RCL = \frac{5H\ (\text{largo} + \text{ancho})}{\text{largo} \times \text{ancho}} \qquad (3.2)$$

donde: H = altura de la cavidad.

www.elsolucionario.net

Los datos técnicos para distintas luminarias estan reunidos en la Tabla 3.1. Cuando se trabaja con luminarias no incluidas en dichas páginas, el *coeficiente de utilización* deberá tomarse de la tabla de otra luminaria de eficacia y curva de distribución similares. El coeficiente de utilización buscado puede determinarse entonces para la propia relación de la cavidad del local y las reflectancias apropiadas de la pared y de la cavidad del techo. Para luminarias montadas o empotradas en el techo, la reflectancia de la cavidad del techo es la misma que la del techo real. Para lámparas suspendidas, en cambio, es necesario obtener la reflectancia efectiva de la cavidad del techo como sigue:

a) Determinar la relación de la cavidad del techo con la misma expresión utilizada para determinar la cavidad del local considerando H como la distancia desde el plano de colocación de las luminarias al techo (Figura 3.1). Entonces la relación de cavidad del techo es igual a la del local multiplicada por el cociente de la distancia del techo a las luminarias entre la altura de la cavidad del local.

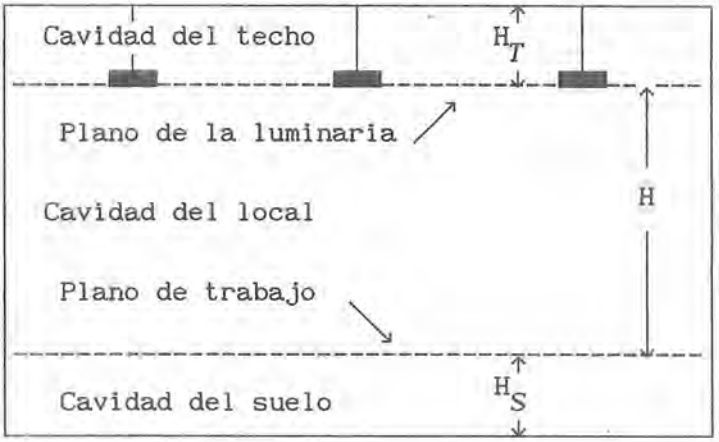


Figura 3.1. Dimensiones de cavidad de un local.

En la Figura. 3.1. se muestran:

H = Altura de la cavidad del local.
H_T = Altura de la cavidad del techo.
H_S = Altura de la cavidad del suelo.

b) Determinar la reflectancia efectiva de la cavidad del techo utilizando la Tabla 3.2 con las reflectancias base del techo y de la pared (correspondiente a la parte que está sobre el nivel de las luminarias).

El *coeficiente de utilización* determinado en la forma indicada será aplicable a zonas que tengan una reflectancia de la cavidad del suelo efectiva del 20%. Si la reflectancia real del suelo difiere sensiblemente del 20% (más de 25% o menos de 15%), dependiendo de la precisión deseada, se recomienda hacer una corrección. Los factores de corrección para reflectancias del suelo cercanas al 10% y al 30% se dan en la Tabla 3.3. La reflectancia efectiva de la cavidad del suelo se determina del mismo modo y usando la

www.elsolucionario.net

misma Tabla 3.2 que se usó para la determinación de la reflectancia efectiva del techo.

2.3. Determinación del factor de pérdidas totales (FPT).

Desde el primer día en que se pone a funcionar el alumbrado la iluminación va cambiando conforme las lámparas envejecen. Además la suciedad acumulada en las luminarias y otros factores contribuyen a la pérdida de luz. El efecto neto es casi siempre una disminución del nivel de iluminación, aunque ciertos factores pueden producir un incremento.

El *factor de pérdidas totales* es el resultado final por la presencia de todos los factores parciales. Se define como el cociente de la iluminación cuando alcanza su nivel más bajo en el plano de trabajo (antes de efectuar alguna acción correctora) entre el nivel nominal de iluminación de las lámparas (sin considerar factores parciales de pérdidas). Los fabricantes clasifican las lámparas de filamento de acuerdo con la luminosidad que emiten cuando están nuevas, mientras que las lámparas de descarga de vapor (fluorescentes, de mercurio y demás tipos comunes) las catalogan según la emisión luminosa que tienen después de 100 horas de funcionamiento.

Los niveles de iluminación dados en el Anexo A representan los valores mínimos requeridos en todo momento. De acuerdo con esto, el *factor de pérdidas totales* debe incluir las pérdidas atribuibles a todo tipo de causas, algunas de las cuales se van acumulando hasta que se efectúe una acción correctora. Por esta razón el programa de mantenimiento debe incluir una evaluación de los factores de pérdida de luz y las acciones periódicas que deben llevarse a cabo para corregir su efecto. La precisión del proceso de cálculo puede perderse si no se pone cuidado en la estimación de los factores de pérdida y se ignora el programa de mantenimiento.

Los factores parciales de pérdida que deben considerarse se detallan a continuación. Algunos de ellos sólo pueden estimarse de manera aproximada; otros pueden evaluarse a través de pruebas o ensayos. Estos ocho factores son:

a) Características de funcionamiento de la balastra o reactor. La Asociación de Fabricantes de Balastras de E.U.A. (Certified Ballast Manufacturers Association) especifica que las lámparas fluorescentes requieren una balastra con una reactancia tal que la lámpara emita el 95% de la luminosidad que proporciona cuando funciona con una reactancia patrón (o de laboratorio) utilizada para establecer el valor nominal. En las balastras en que no se especifica el cumplimiento de esta condición debe considerarse una pérdida mayor. No se dispone de especificaciones para los reactores de las lámparas de vapor de mercurio por lo que se sugiere consultar al fabricante. En las lámparas de filamento (incandescentes) no hay pérdida por este factor.

b) Tensión de alimentación de las luminarias. La tensión de servicio en la luminaria es difícil de predecir. Para lámparas de filamento, así como para lámparas de mercurio (con reactancias de valor alto), una desviacion del 1% de la tensión nominal causa aproximadamente una variación del 3% en los lúmenes emitidos. En las reactancias de salida regulada (potencia constante) la emisión luminosa de la lámpara es inde-

www.elsolucionario.net

pendiente de la tensión primaria. Los lúmenes emitidos por una lámpara fluorescente varían aproximadamente un 1% por cada 2.5% de variación en la tensión.

c) Variaciones de la reflectancia de la luminaria. Este efecto es normalmente pequeño, pero después de un período de tiempo largo puede ser significativo en las luminarias con acabados (o plásticos) de baja calidad. No se dispone de datos precisos.

d) Lámparas fundidas. La pérdida de iluminación es proporcional al porcentaje de lámparas fuera de servicio.

e) Temperatura ambiente. Las variaciones de temperatura no tienen una influencia determinante en las lámparas de filamento ni de mercurio. Las lámparas fluorescentes se calibran fotométricamente a 25°C por lo que desviaciones significativas de esta temperatura –hacia arriba o abajo– pueden significar pérdidas sustanciales de la emisión luminosa –no se dispone de datos de ensayos extensivos.

f) Luminarias con intercambio de calor. Existen luminarias cuyo diseño permite que se utilicen como parte del sistema de ventilación o aire acondicionado. Estas luminarias se calibran fotométricamente sin paso de aire. Por tanto, cuando son instaladas y se extrae o inyecta aire a través de ellas, su eficiencia aumenta, a veces hasta un 20%. Este incremento es función de la cantidad y la temperatura del aire que pasa a través de la luminaria.

g) Degradación luminosa de la lámpara. La reducción gradual de la luminosidad producida por el paso del tiempo es diferente para cada tipo y calidad de lámpara. Para el 70% de vida estimada, la disminución aproximada de los lúmenes emitidos es de 8% para lámparas fluorescentes, de 8.5% para las de filamento y de 6.5% para las de vapor de mercurio.

h) Disminución de emisión luminosa por suciedad. Este factor varía con el tipo de luminaria y el ambiente en que trabaja. En la Tabla 3.1 se presentan ciertos tipos de luminarias clasificadas en seis categorías y en la Figura 3.2 aparecen las gráficas de los factores de degradación por suciedad correspondientes a estas categorías. El factor se suministra en función del tiempo transcurrido (meses) desde la última vez que se limpió la lámpara y del grado de suciedad del ambiente que la rodea.

2.4. Cálculo del número de luminarias.

El número de luminarias (unidades de alumbrado) puede calcularse de la siguiente manera:

$$N = \frac{E \cdot S}{\Phi \cdot 1 \cdot CU \cdot FPT} \qquad (3.3)$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

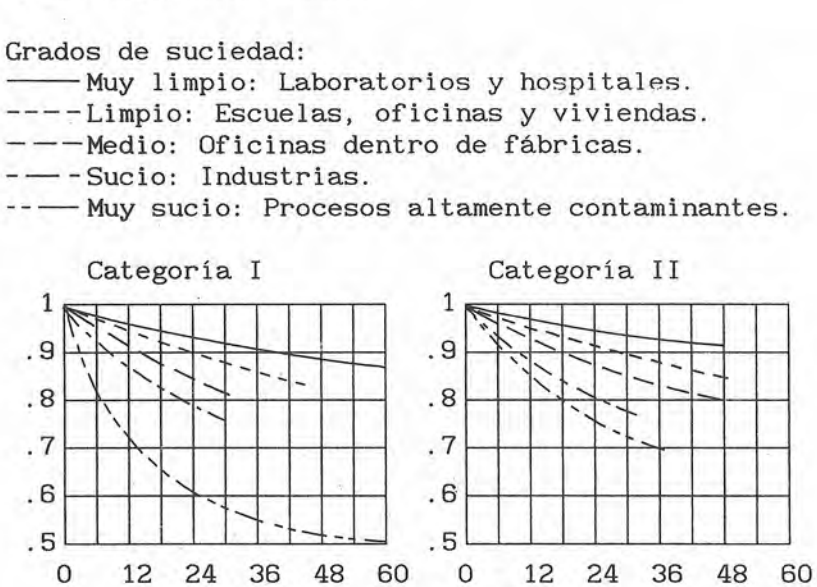


Figura 3.2. Gráficas del factor de degradación clasificadas de acuerdo con las seis categorías que aparecen en la Tabla 3.1, para cinco diferentes grados de suciedad y dependiendo del lapso transcurrido entre limpiezas consecutivas.

donde:

N = Número de l
E = Iluminación
S = Superficie.
Φ = Flujo lumino
l = Número de l

2.5. Determinación

La colocación de las
del edificio, del tipo

Para conseguir una di
respetar la separació
ción no superior a" c
plano de trabajo). En
a fin de obtener los
fluorescentes deben

Si la relación entre la
se debe escoger mayo
de sombra. Si por el
mismo tipo, pero más
al plano real, se vuel

$$E_e =$$

donde:

E_e = Iluminación
N_e = Número de

2.6. Ejemplo de cá

Se quiere determin
administrativas norm
2.75m. Se considera
20% para el piso. Se
suspendidas a 25cm
lo tanto la altura de
la del piso es de 0.7
cálculo) el formato
constituye parte im

www.elsolucionario.net

donde:

N = Número de luminarias o unidades de alumbrado.
E = Iluminación requerida.
S = Superficie.
Φ = Flujo luminoso por lámpara.
l = Número de lámparas por luminaria.

2.5. Determinación del acomodo de las luminarias.

La colocación de las luminarias depende de la arquitectura general, de las dimensiones del edificio, del tipo de luminaria y de la ubicación de las tomas de energía existentes..

Para conseguir una distribución uniforme de iluminación sobre una zona, se recomienda respetar la separación resultante al usar los factores que aparecen en la nota: "Separación no superior a" de la Tabla 3.1 y que están en función de la altura de montaje (al plano de trabajo). En la mayoría de los casos, resulta necesario colocarlas más próximas a fin de obtener los niveles de iluminación requeridos. Frecuentemente los equipos fluorescentes deben montarse en filas continuas.

Si la relación entre la separación y la altura de montaje excede el límite de la Tabla 3.1 se debe escoger mayor número de unidades de menor potencia para eliminar los conos de sombra. Si por el contrario resulta demasiado baja, se deben escoger unidades del mismo tipo, pero más potentes. Una vez determinado el número de luminarias conforme al plano real, se vuelve a calcular el nivel luminoso con la relación:

$$E_e = \frac{N_e \cdot l \cdot \Phi \cdot CU \cdot FPT}{S} \qquad (3.4)$$

donde:

E_e = Iluminación resultante según nueva especificación.
N_e = Número de luminarias de la nueva especificación.

2.6. Ejemplo de cálculo.

Se quiere determinar el alumbrado de una oficina donde se llevarán a cabo labores administrativas normales. Sus dimensiones son 6m. de ancho, 12m. de largo y altura de 2.75m. Se considera una reflectancia de 80% para el techo, de 50% para las paredes y 20% para el piso. Se propone utilizar luminarias de lados opacos (consultar Tabla 3.1) suspendidas a 25cm. del techo. La altura del plano de trabajo se considera a 75cm. Por lo tanto la altura de la cavidad del local es de 1.75 metros; la del techo es 0.25 metros y la del piso es de 0.75 metros. Para aplicar la metodología se puede utilizar (para cada cálculo) el formato que aparece al final del ejemplo. Además de facilitar la tarea, constituye parte importante de la memoria de cálculo del proyecto.

www.elsolucionario.net

Del Anexo A se desprende que para los trabajos normales de oficina el nivel luminoso recomendado es de 500 lux. La relación de la cavidad del local es:

$$RCL = \frac{5 \times 1.75\ (6+12)}{6 \times 12} = 2.19$$

La altura de la cavidad del techo es 7 veces más pequeña que la del local, por lo que la relación de cavidad del techo resulta de 0.31. De la misma manera se puede calcular la relación de cavidad del piso que resulta de 0.94.

La reflectancia efectiva del techo se obtiene haciendo una interpolación en la Tabla 3.2. Se puede ver que, para una reflectancia base del techo de 80% y de paredes del 50%, la reflectancia efectiva de la cavidad sería del 74% si la relación de cavidad fuera de 0.4 y de 77% si la relación fuera de 0.2; por lo que para este caso puede aproximarse la reflectancia efectiva de la cavidad del techo a un 75.5%. Con este valor de reflectancia del techo se busca en la Tabla 3.1 el *CU* (*coeficiente de utilización*) de la luminaria propuesta que resulta de 0.557.

Por lo que respecta a la reflectancia efectiva del piso se puede obtener utilizando la Tabla 3.2: en el apartado de la reflectancia base del piso de 20%, en el renglón correspondiente a 50% de reflectancia de las paredes, no existe una columna de relación de cavidad de 0.94. Sin embargo se puede hacer una interpolación de los valores correspondientes a 0.8 y 1.0, con lo que resulta un valor de 19%.

Para reflectancias efectivas de piso que sean diferentes a 20% debe corregirse el *CU (coeficiente de utilización)* de acuerdo con los factores de la tabla 3.3. Sin embargo en este caso no se aplica porque la diferencia de 1% es despreciable. De hecho conviene corregir el *CU* sólo cuando los valores de reflectancia del piso estén cerca de 10% (menos de 15%) o cerca de 30% (más de 25%). Se recomienda leer las notas de la Tabla 3.3 para entender mejor la explicación de los factores.

Para determinar el *factor de pérdidas totales* de luz se considera que: el rendimiento de la reactancia es de 0.95, el factor de caída de tensión de 1.0, el factor por las variacion es de la reflectancia de la luminaria de 0.98; no se admiten lámparas fundidas por lo que el factor correspondiente es de 1.0; no hay corrección por cambio de temperatura ambiente; la luminaria no forma parte del sistema de ventilación o aire acondicionado, por lo que el factor de intercambio de calor es de 1.0; el factor de disminución de la emisión luminosa de la lámpara es de 0.8; la degradación por suciedad es de 0.86 (determinada en la Figura 3.2 para luminaria de categoría VI en la curva de "limpio" para una periodicidad de limpieza anual). El producto de todos estos elementos da por resultado un factor de 0.64.

Ahora considerando que la emisión luminosa de cada lámpara es de 2900 lúmenes y que cada luminaria tiene dos lámparas (información proporcionada por el fabricante para luminaria Westinghouse, modelo F64 T6/CW 38.5w), el número de luminarias resulta:

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$N = \frac{500 \times 72}{2{,}900 \times 2 \times 0.557 \times 0.64} = 17.4$$

Si se decide instalar dieciocho luminarias de dos lámparas en tres filas (montadas longitudinalmente), el nivel luminoso resultante es:

$$E_e = \frac{18 \times 2 \times 2900 \times 0.557 \times 0.64}{72} = 517 \text{ lux}$$

La diferencia entre este resultado y el planteamiento original de 500 se considera aceptable.

Formato resumen de datos y resultados:

A. Datos del local			
Dimensiones		Superficie de reflexión	
Longitud	12m	Plafón	80%
Ancho	6m	Muro	50%
Area	$72m^2$	Piso	20%
Altura techo	2.75m	Altura de montaje	2.5m

B. Datos de la cavidad		
Cavidad del local	Cavidad del plafón	Cavidad del piso
Altura 1.75	Altura 0.25	Altura 0.75
Relación 2.19	Relación 0.31	Relación 0.94
	Reflectancia efectiva 75.5%	Reflectancia efectiva 19%

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

C. Datos de la luminaria.				
Marca catálogo y tipo	Lámparas por unidad	Lúmenes por lámpara	Coeficiente de utilización (*CU*)	Factor de pérdidas totales (*FPT*)
Wh F64T6	2	2,900	0.557	0.64

D. Nivel de iluminación (luxes).	
Nivel requerido 500	Nivel resultante 517

E. Corrección del C.U. del piso		
Factor de corrección		C.U. corregido
multiplicar	dividir 1	$\frac{0.557}{1} = 0.557$

F. Factor de pérdidas totales.	
Rendimiento del reactor	0.95
Factor de tensión	1.00
Factor de reflectancia	0.98
Factor de lámparas inutilizadas	1.00
Factor de temperatura ambiente	1.00
Factor de intercambio de calor	1.00
Degradación luminosa	0.80
Degradación por suciedad	0.86
Factor de pérdidas totales	0.64

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

G. Cálculo de relaciones de cavidad.
$RC = \dfrac{5\ H\ (\text{longitud} + \text{ancho})}{\text{longitud} \times \text{ancho}}$
$RCL = \dfrac{5 \times 1.75\ (12 + 6)}{12 \times 6} = 2.19$
$RCT = \dfrac{5 \times 0.25\ (12 + 6)}{12 \times 6} = 0.31$
$RCS = \dfrac{5 \times 0.75\ (12 + 6)}{12 \times 6} = 0.94$

H. Cálculo del número de luminarias.	$N_e = 18$
$N = \dfrac{E \cdot S}{\Phi \cdot l \cdot CU \cdot FPT} = \dfrac{500 \times 72}{2 \times 2900 \times 0.557 \times 0.64} = 17.4$	

I. Cálculo del nivel de iluminación resultante
$E_e = \dfrac{N_e \cdot l \cdot \Phi \cdot CU \cdot FPT}{S} = \dfrac{18 \times 2 \times 2900 \times 0.557 \times 0.64}{72} = 517$

www.elsolucionario.net

3. Método punto por punto para alumbrado de exteriores.

El método punto por punto (o alguna variante de éste) es indispensable para el cálculo de alumbrado de exteriores; además resulta muy útil para entender el proceso de cálculo de cualquier alumbrado.

Para la aplicación de este método se requiere de la curva fotométrica, que caracteriza a las fuentes de luz. Esta curva proporciona, en forma de gráfica o tabla, la información relativa a la distribución de la luz producida por la unidad de alumbrado o luminaria. En luminarias que tienen una distribución simétrica con respecto al eje vertical que p asa por ellas (consideradas como un punto), resulta suficiente la información de un plano vertical que pase por ese eje, donde se indique la intensidad de luz (en candelas) para haces con diferentes ángulos de apertura (con respecto al eje). En la Figura 3.3 se presenta un ejemplo.

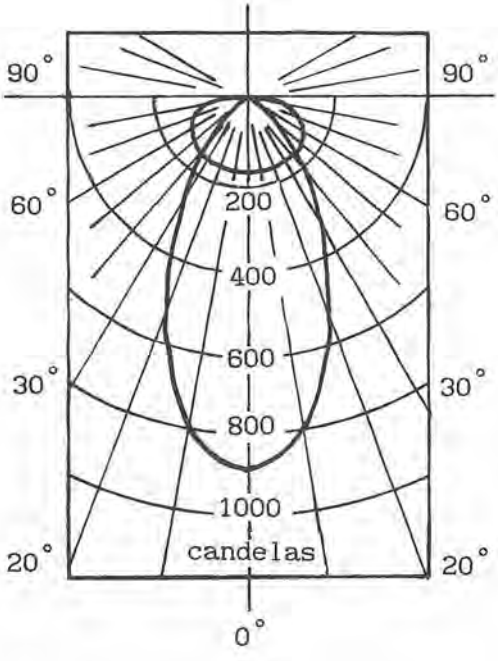


Figura 3.3. Curva isocandela en plano vertical de una luminaria con distribución luminosa simétrica con respecto al eje vertical.

Existen muchas luminarias para exteriores que tienen una distribución asimétrica. Para esos casos la curva fotométrica debe proporcionar la distribución del flujo luminoso en el plano (horizontal) que se va a iluminar, en donde las coordenadas sean los grados de los ángulos entre la vertical y la línea que describe una curva isocandela (ver Figura 3.4). Estas curvas se utilizan en la aplicación del método punto por punto en su forma más general.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

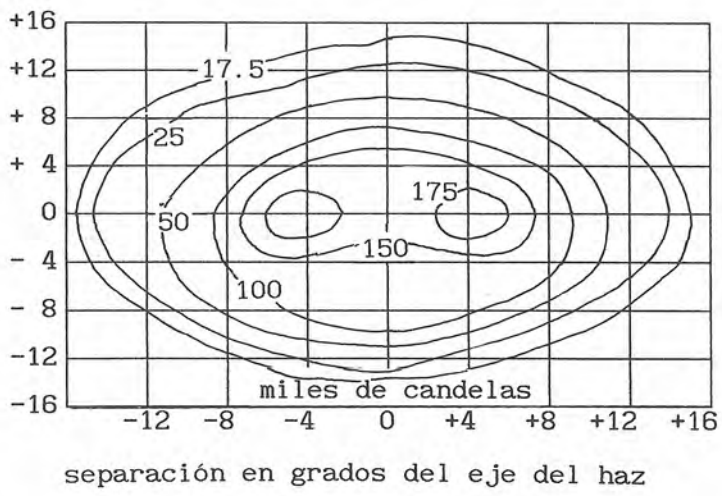


Figura 3.4. Curva isocandela en plano horizontal para una luminaria con distribución luminosa asimétrica.

Considérese cierta luminaria suspendida a una altura de "H" metros, situada a la distancia "D" de cierto punto "P". Esta luminaria produce una intensidad luminosa de "I" candelas (con magnitud y dirección) en el ángulo θ mostrado en la Figura 3.5.

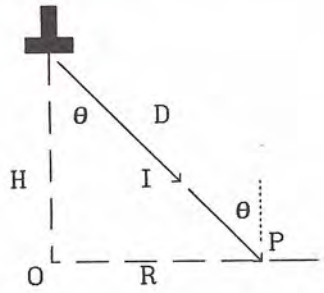


Figura 3.5. Proyecciones de la iluminación de una luminaria sobre los planos vertical y horizontal.

La iluminación en luxes sobre una superficie horizontal será:

$$E_h = \frac{I \cdot \cos\theta}{D^2} = \frac{I \cdot \cos^3\theta}{H^2} \qquad (3.5)$$

www.elsolucionario.net

La iluminación sobre un plano vertical será:

$$E_v = \frac{I \cdot \text{sen } \theta}{D^2} \qquad (3.6)$$

Estas relaciones suponen que la unidad de alumbrado es un punto, lo cual es razonable si "D" es por lo menos cinco veces la dimensión de la luminaria.

Si el punto "P" del plano (horizontal o vertical) tiene contribuciones de iluminación de "n" luminarias, la iluminación total del punto será:

$$E_p = \sum_{1}^{n} E_{pi} \qquad (3.7)$$

3.1. Curvas isolux.

Debido a que el diseño de las luminarias puede producir que la iluminación tenga una distribución complicada, es común que en vez de las curvas fotométricas –intensidad luminosa en candelas para diferentes ángulos del haz de luz– se utilicen las llamadas curvas isolux, que proporcionan la iluminación en luxes correspondiente a los contornos descritos por las curvas isocandela para cada ángulo para una altura de montaje dada.

Estas curvas son el resultado de pruebas de laboratorio realizadas a cierta altura de montaje de la luminaria, por lo que son exclusivamente válidas para esa luminaria cuando esté colocada a la misma altura. En la Figura 3.7 se presenta un ejemplo de tal curva.

Con las curvas isolux se puede calcular gráficamente el alumbrado de exteriores. Para lograrlo se utiliza un plano en el que se sobrepone la curva isolux en cada poste y se suma la iluminación aportada por cada una de las luminarias. Esto garantiza que cierta luminaria colocada a la altura especificada en la curva isolux y con determinada separación (máxima) entre postes proporcione un nivel mínimo de iluminación a todos los puntos del área.

3.2. Subdivisión de la superficie en áreas elementales.

Para el cálculo de la iluminación exterior se pueden utilizar otros procedimientos derivados del método punto por punto que proporcionan resultados más exactos que el método descrito con las curvas isolux, pero que son menos largos y laboriosos que la aplicación rigurosa del método punto por punto.

Aquí se propone un procedimiento que más bien resulta ser un método de revisión, ya que, a partir de supuestos (ensayos), se calcula la iluminación para varios puntos de un plano. Esto permite asegurar que se tiene cierto nivel luminoso en los puntos analizados. Se procede como sigue:

www.elsolucionario.net

a) Se subdivide la superficie objeto del proyecto en rectángulos iguales de áreas suficientemente pequeñas, de tal forma que pueda considerarse que la iluminación es uniforme en el interior de estas superficies.

b) Se calcula el nivel de iluminación medio (E medio) en el interior de cada una de estas áreas utilizando el método punto por punto.

Si las luminarias están colocadas simétricamente respecto al área seleccionada, es suficiente estudiar la cuarta parte de la superficie (o alguna otra fracción conveniente). Esta fracción típica se subdivide a su vez en varias áreas elementales (8 a 20; ver Figura 3.6).

Supongamos que cierta área "S" se subdivide en "m" rectángulos de superficies iguales "s" que recibe luz de "n" luminarias. El flujo luminoso que recibe el rectángulo elemental "i" de la luminaria "j" es:

$$\Phi_{ij} = E_{ij} \cdot s_i \qquad (3.8)$$

El flujo luminoso total que recibe "i" es:

$$\Phi_i = \sum_{1}^{n} E_{ij} \cdot s_i = s_i \sum_{1}^{n} E_{ij} \qquad (3.9)$$

El flujo útil recibido por toda la superficie "S" es:

$$\Phi_m = \sum_{1}^{m} \Phi_i = \sum_{1}^{m} s_i \sum_{1}^{n} E_{ij} = m \cdot s \sum_{1}^{m} \sum_{1}^{n} E_{ij} = S \sum_{1}^{m} \sum_{1}^{n} E_{ij} \qquad (3.10)$$

O sea que el flujo útil es igual a la suma de todos los flujos recibidos por todos los elementos que componen la superficie "S", pero cada elemento tiene iluminación aportada por todas las luminarias (algunas se pueden despreciar).

Si dividimos este flujo entre el flujo luminoso producido por todas las "n" luminarias consideradas, se puede encontrar la eficiencia de nuestro proyecto de alumbrado.

www.elsolucionario.net

$$\eta = \frac{\Phi_m}{n \cdot \Phi} \cdot 100 \ (\%) \qquad (3.11)$$

donde Φ = flujo emitido por una luminaria (todas iguales).

El flujo luminoso total dividido entre el área total proporciona la iluminación media. Comparando la iluminación recibida por los distintos elementos de superficie podemos evaluar si cumplimos con la iluminación mínima para toda la superficie y con el factor de uniformidad definido como el cociente de la iluminación mínima entre la iluminación máxima.

3.3 Ejemplo de cálculo.

Se desea diseñar el alumbrado de una calle de 12 m de ancho de doble sentido con camellón. Se plantea la colocación de postes en el camellón. Se requiere de una iluminación de 15 lux con un factor de uniformidad mínimo de 0.3. Se propone una separación de postes de 18 metros.

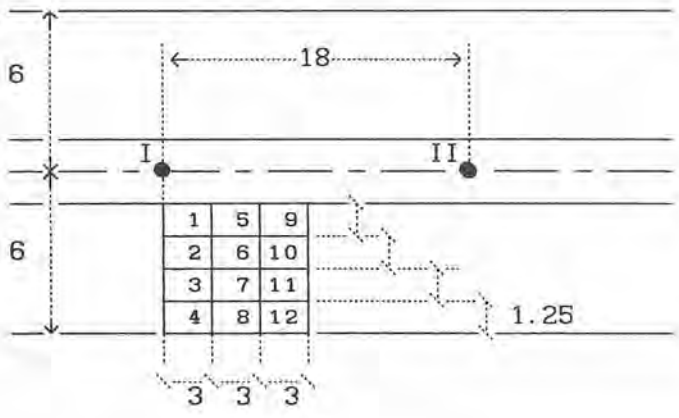


Figura 3.6. Plano de la calle y colocación de postes propuesta.

a) Se propone una luminaria con distribución simétrica con lámpara de vapor de mercurio de 500 W, 6592 lúmenes en el haz luminoso (la lámpara proporciona 10,500 lúmenes) instalada a 12 m de altura. En la Figura 3.7 se presenta la curva fotométrica.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

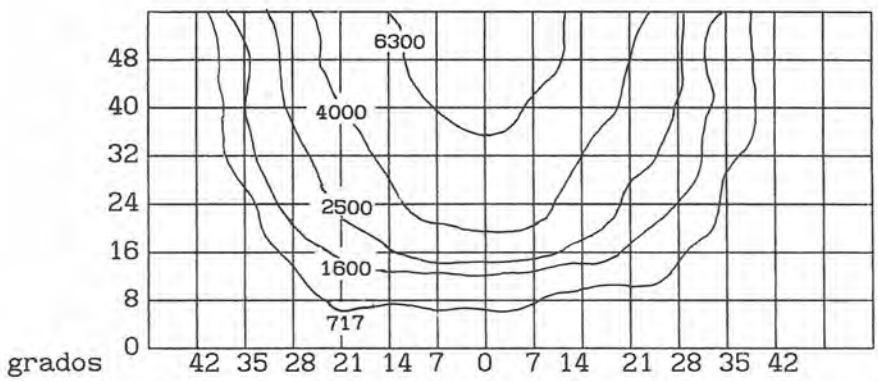


Figura 3.7. Curva fotométrica de luminaria propuesta (Crouse Hinds Domex 3705A).

b) Como la distribución es simétrica basta con calcular el alumbrado para 1/4 del área considerada. Se divide el cuarto de área en doce elementos de superficie iguales (ver Figura 3.6).

c) Se procede a calcular la iluminación media en el punto central de cada elemento con la relación (3.5) proporcionada por el método punto por punto para una superficie horizontal. Todos los elementos reciben iluminación de dos luminarias (la aportación de las otras luminarias se considera despreciable).

d) Se prepara una forma con la siguiente información: en la primera columna se identifican los elementos del área conforme a la Figura 3.6; en la segunda y tercera columnas se colocan los ángulos que forman el eje vertical de cada luminaria (I y II) con la recta que une la luminaria correspondiente con el centro del elemento de área. Este ángulo se calcula con la relación:

$$\theta = \arctan \frac{R}{H}$$

donde "R" es la distancia (en planta) entre luminaria y elemento de área y "H" es la altura de montaje.

En la cuarta y quinta columnas se coloca la intensidad luminosa obtenida, en forma aproximada, en la Figura 3.7 para el ángulo correspondiente a cada luminaria (columnas segunda y tercera). La sexta y séptima columnas se llenan con la iluminación que llega al elemento de área desde cada luminaria (I y II) calculada con la segunda forma de la expresión (3.5).

Finalmente, en la última columna se acumula la iluminación aportada por las dos luminarias al centro de cada uno de los elementos. Entonces la iluminación media será igual a la suma de todas las aportaciones en la octava columna entre el número de elementos considerados: 23.88 lux.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Datos de cálculo para el Ejemplo 3.3.

Elemento de área (#)	Angulo θ (°)		Intensidad luminosa (candelas)		Iluminación sobre cada área		Iluminación de I y II en cada área
	I	II	I	II	I	II	
1	10.4	54.1	6500	300	42.7	0.4	43.1
2	15.1	54.4	5800	290	36.2	0.4	36.6
3	20.1	54.8	4200	280	25.7	0.4	26.1
4	24.9	55.3	3400	250	19.3	0.3	19.6
5	21.7	48.6	5300	720	31.8	1.4	33.2
6	24.0	49.0	4500	700	23.8	1.4	25.2
7	27.0	49.6	3500	680	17.2	1.3	18.5
8	30.0	50.4	2500	670	11.3	1.2	12.5
9	32.6	41.5	4100	2500	17.0	7.3	24.3
10	33.8	42.2	3500	2100	14.0	5.9	19.9
11	35.5	43.2	3000	1600	11.2	4.3	15.5
12	37.5	44.5	2100	1170	9.2	2.9	12.1
Iluminación de I y II sobre las 12 áreas							286.6

La iluminación máxima corresponde al punto 1 con 43.1 lux. El punto más pobremente iluminado es el 12 con 12.1 lux. Por lo tanto el factor de uniformidad es:

$$\frac{E_{mín}}{E_{máx}} = \frac{12.1}{43.1} = 0.28$$

lo cual es muy cercano al 0.3 planteado. El flujo luminoso útil será:

23.88 x 4 x 9 x 5 = 4300 lúmenes.

y la eficiencia, de acuerdo con la expresión (3.11) será:

$$23.88 \times 4 \times 9 \times 5 = 4300 \text{ lúmenes.}$$

$$\eta = \frac{4300}{6592} = 65\ \%$$

Al parecer se cumple con el factor de uniformidad y con la iluminación mínima, aunque algunos puntos parecen tener menor iluminación. La eficiencia es buena para un

www.elsolucionario.net

alumbrado exterior, pero si además la calle está bordeada por edificios, bardas, u otros elementos verticales, inclusive colocados con separaciones mayores al ancho de la calle, habrá muchas reflexiones que mejorarán sustancialmente la uniformidad del nivel de iluminación y la eficiencia del alumbrado.

En el caso de que no existan elementos verticales que bordeen la calle, la luz contribuirá a alumbrar los alrededores. Todos estos elementos deberán ser considerados en el proyecto.

4. Alimentación y control.

La alimentación de una instalación de alumbrado se refiere al circuito derivado por el que se envía energía eléctrica a cada unidad de iluminación. El tipo de conexión utilizado es el que se conoce como alimentador con cargas distribuidas. Este tipo de circuitos se calcula de acuerdo con la metodología propuesta en el capítulo 5. La alimentación a cargas de alumbrado se hace casi siempre en forma radial.

Por control del alumbrado se entienden las provisiones necesarias para lograr encender y apagar las unidades de alumbrado. Este control se puede realizar de distintas maneras tomando en cuenta el área por controlar, las actividades desarrolladas, los requerimientos de control y la facilidad y comodidad de acceso.

Las naves industriales y los alumbrados exteriores –cercas perimetrales, estacionamientos, accesos, patios de maniobra y otros– se acostumbran controlar directamente desde el tablero o centro de carga que los alimenta a través de los interruptores correspondientes o los termomagnéticos que protegen los circuitos.

Las oficinas, habitaciones, salones de clase y recintos de actividades privadas o de grupos restringidos se controlan con apagadores propios. El uso de apagadores particulares, por circuitos alternados o grupos de luminarias, implica un mayor gasto de instalación, pero permite el uso racional de la energía eléctrica, ya que pueden encenderse solamente aquellas unidades que se requieren en el momento.

El apagador es un aparato de tipo electromecánico que interrumpe la corriente eléctrica. Se especifica para una corriente y voltaje nominales y para una cantidad de operaciones. La vida de un apagador se acorta sustancialmente si se utiliza para corrientes mayores a la nominal.

4.1 Apagador de dos vías (tipo escalera).

En salones con dos salidas, cuartos de hotel, dormitorios, pasillos y escaleras se requiere de dos puntos de control, es decir, el alumbrado debe poderse encender y/o apagar desde cualquiera de los dos puntos.

Para esto se utilizan dos apagadores de dos vías, conocidos también como *tipo escalera*, que tienen dos posiciones. Los conductores que unen a estos interruptores establecen la via de corriente –o se interrumpe– con la operación de cualquiera de los apagadores, como se ilustra en la Figura 3.8. Se puede observar la necesidad de utilizar un conductor extra.

www.elsolucionario.net

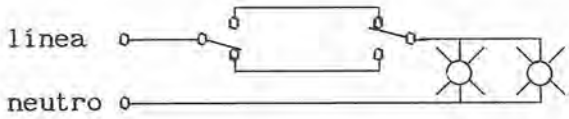


Figura 3.8. Control de un apagador de dos vías.

4.2. Control de encendido temporal.

Este control se utiliza para encender el alumbrado en forma temporal desde cualquier punto deseado.

En cada punto de control se coloca un botón –de tipo normalmente abierto. Al operar cualquiera de los botones se cierra un circuito que energiza un contactor cuyos contactos envían la alimentación a la(s) luminaria(s). La bobina del contactor utiliza uno de los contactos para mantenerse alimentada a través de un relevador de tiempo que retarda la desenergización del alumbrado de acuerdo con el tiempo deseado. En la Figura 3.9 se muestra el diagrama de control correspondiente.

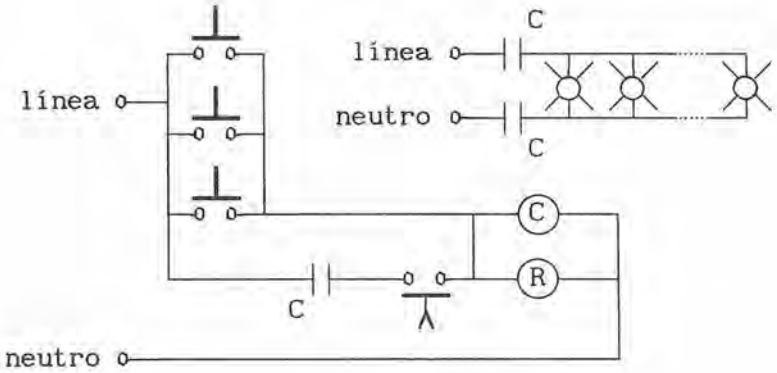


Figura 3.9. Diagrama de control de encendido de alumbrado desde varios puntos utilizando contactor y relevador de tiempo.

4.3. Control de la intensidad luminosa.

En sitios especiales como cines, teatros, salones de conferencias y recepciones se requiere del control de la intensidad luminosa en forma gradual.

En las luminarias de tipo incandescente el control se logra a través de la variación del voltaje aplicado. Al dispositivo que se utiliza en México se le conoce comercialmente como "dímer" (del inglés dimmer). Existen básicamente dos tipos: de reóstato y tiristorizado.

www.elsolucionario.net

El tipo reóstato aumenta gradualmente la resistencia del circuito, limitando así la corriente del mismo. Presenta dos inconvenientes: disipa calor y consume energía.

El tipo tiristorizado permite el control gradual del voltaje promedio (mediante la modificación del ángulo de encendido del tiristor). Es más caro que el primero y requiere de ventilación pero usa la energía de una manera más eficiente.

4.4. Control automático por fotocelda.

En el alumbrado exterior es común utilizar fotoceldas para controlar el encendido y apagado del alumbrado. Las fotoceldas son diodos fotosensibles que con la ausencia o presencia de luz (noche o día) envían una señal de control a un sistema electrónico o electromecánico (contactor), que cierra o abre la alimentación eléctrica a las luminarias.

La colocación de este tipo de sensores es muy importante ya que el polvo y otros contaminantes pueden obstruirlo y entonces provocar que las unidades de alumbrado estén encendidas permanentemente. Por esta razón el uso de fotoceldas requiere de un programa de mantenimiento.

Los fabricantes proporcionan los diagramas de conexión que normalmente consiste de dos terminales de alimentación al equipo electrónico y dos terminales para el circuito de salida (similar a un contacto).

4.5. Apagador de tres vías.

En alumbrados de escaleras de edificios o pasillos muy largos se puede requerir de más de dos puntos de control. Para estos casos se utiliza un apagador de tres vías que consta de cuatro contactos fijos y un bloque de tres contactos movibles cortocircuitados entre sí. Se utilizan en combinación con los apagadores de dos vías que se instalan en los extremos del circuito.

www.elsolucionario.net

Anexo A.

Niveles de iluminación.

A continuación aparece una lista de niveles de iluminación recomendados para diversos interiores y tareas, publicada en el informe # 29 de la "International Commission on Illumination" (Comisión Internacional de Iluminación).

Los valores de la tabla corresponden a los niveles de iluminación medidos en medio del período transcurrido entre la puesta en servicio de la instalación y el primer mantenimiento. Se refieren al promedio interior considerado globalmente y a un plano horizontal de trabajo situado a 75 centímetros por encima del nivel del suelo. Cuando la zona de trabajo está en diferente posición, el nivel de iluminación recomendado debe considerarse en dicha posición. El valor medio en todos los puestos de trabajo no debe ser inferior al 0.8 del nivel de iluminación recomendado, cualquiera que sea la antigüedad de la instalación. El valor en cualquier puesto de trabajo y en cualquier momento no debe ser menor de 0.6 veces al recomendado.

Al especificar el nivel de iluminación de cierta área para cierta tarea se deben considerar otros aspectos además del económico, entre otros:

a) Una iluminación adecuada es muy importante para lograr un ambiente confortable que haga del trabajo una actividad agradable, lo que conlleva una mejor calidad y una productividad alta.

b) En el hogar, una iluminación adecuada aumenta la comodidad y ayuda a mantener un ambiente acogedor.

Es conveniente que en proyectos grandes se consulten varias fuentes (Phillips, 1983; Ramírez Vásquez, 1979; Westinghouse, 1985).

	Nivel de iluminación (luxes)
Zonas generales de edificios.	
Zonas de circulación (pasillos)	100
Escaleras fijas y eléctricas	150
Roperos y lavabos	150
Almacenes y archivos	150
Talleres de montaje.	
Trabajos pesados: ensamble de maquinaria pesada	300
Trabajos semi–pesados: ensamble de motores y de carrocerías	500
Trabajos finos: ensamble de maquinaria electrónica y de oficinas	750

www.elsolucionario.net

Trabajos muy precisos: ensamble de instrumentos	1500
Reproducción e impresión en colores	1500
Grabado en cobre y acero	2000
Encuadernado	500
Recortado y enlomado	750
Industria textil.	
Desmenuzado, cardado, estirado	300
Hilado, ovillado, devanado, peinado y teñido	500
Hilado (fino), torcido y trenzado	750
Cosido e inspección	1000
Carpinterías y fábricas de muebles.	
Aserraderos	200
Trabajos en banco y ensamble	300
Ebanistería y marquetería	500
Acabado e inspección final	750
Oficinas.	
Oficinas normales, mecanografiado y salas de proceso de datos	500
Oficinas generales extensas	750
Salas de dibujo	750
Salas de conferencias	500
Escuelas.	
Salones de clase y auditorios	300
Laboratorios, bibliotecas, salas de lectura y pintura	500
Tiendas, comercios y zonas de exposición.	
Tiendas tradicionales	300
Supermercados	750
Museos y galerías de arte:	
– Objetos sensibles a la luz	150
– Objetos insensibles a la luz	300
Edificios públicos.	
Cines:	
– Sala de proyección	50
– Vestíbulo	150
Teatros y salas de concierto:	
– Salón	100
– Vestíbulo	200
Iglesias:	
– Nave	100
– Coro	150

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Hogares y hoteles.	
Hogares:	
Dormitorios:	
– General	50
– En las cabeceras de la cama	200
Cuartos de aseo:	
– General	100
– Afeitado y maquillado	500
Cuartos de estar:	
– General	100
– Lectura y costura	500
Escaleras	100
Cocinas:	
– General	300
– Zonas de trabajo	500
Cuartos de trabajo o estudio	300
Cuartos de niños	150
Hoteles:	
Vestíbulo de entrada	300
Comedor	200
Cocina	500
Dormitorios, baños:	
– General	100
– Local	300
Hospitales.	
Salas y habitaciones:	
– Alumbrado general	100
– Examen	300
– Lectura	200
– Circulación nocturna	5
Salas de examen:	
– Alumbrado general	500
– Inspección localizada	1000
Terapia intensiva:	
– Cabeceras de camas	50
– Observación	750
Salas de enfermeras	300
Quirófanos:	
– General	750
– Local	30000
Laboratorios y farmacias:	
– General	500
– Local	750
Salas de autopsia:	
– General	750
– Local	10000

www.elsolucionario.net

Salas de consulta:	
– General	500
– Local	750
Plantas de proceso.	
Zonas generales del interior de la planta	300
Procesos automatizados	150
Zonas de control y laboratorios	500
Manufacturas farmacéuticas	500
Inspección	750
Comprobación de colores	1000
Manufactura de neumáticos	500
Talleres de confección.	
Costura	750
Inspección	1000
Planchado	500
Industrias eléctricas.	
Fabricación de cables	300
Ensamble de aparatos telefónicos	500
Embobinados	750
Montaje de receptores de radio y TV	1000
Ensamble de componentes electrónicos y trabajos de precisión	1500
Industria alimentaria.	
Zonas generales de trabajo	300
Procesos automáticos	200
Aderezo manual, inspección	500
Fundiciones.	
Naves de fundición	200
Moldeados pesados	300
Moldeados finos, fabricación de núcleos e inspección	500
Vidrio y Cerámica.	
Zonas de hornos	150
Zonas de mezclado, formado, moldeado y recocido	300
Acabados, esmaltados y lustrados	500
Coloreado y decorado	750
Esmerilado de lentes y vajillas	1,000
Trabajos de precisión	1500

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Hierro y acero.	
Plantas de producción que no precisan intervención manual	100
Plantas de producción que precisan intervención manual esporádica	150
Puestos de trabajo permanentemente ocupados	300
Plataformas de control e inspección	500
Industria del cuero.	
Zonas generales de trabajo	300
Prensado, cortado, cosido y fabricación de zapatos	750
Clasificado, comprobación y control de calidad	1000
Máquinas y talleres de ajuste.	
Trabajos ocasionales	200
Trabajos pesados de máquina o banco y soldadura	300
Trabajos semi – pesados de máquina o banco y máquinas herramientas	500
Trabajos finos de máquina o banco, máquinas herramientas precisas, inspección y prueba	750
Trabajo de alta precisión, calibrado e inspección de pequeñas piezas complicadas	1500
Talleres de pintura y cabinas de aspersión.	
Lavado y aspersión burda	300
Pintado, aspersión y revestido ordinarios	500
Pintado, aspersión y revestido fino	750
Retocado e igualación de colores	1000
Fábricas de papel.	
Fabricación de papel y cartón	300
Procesos automáticos	200
Inspección, clasificación	500
Imprentas y encuadernación.	
Máquinas de impresión	500
Composición y corrección de pruebas	750
Pruebas de precisión, retocado y mordentado	1000

Tomado de Manual de Alumbrado Westinghouse 1985

Techo	80%			50%			10%			0%
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
RCL*										

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

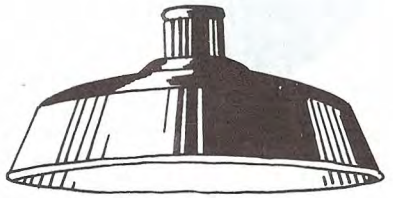
Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría III h = 1.3  Reflector de cúpula ventilado	RCL*										
	1	0.85	0.82	0.79	0.79	0.77	0.75	0.73	0.72	0.71	0.69
	2	0.74	0.69	0.65	0.70	0.66	0.62	0.65	0.62	0.59	0.58
	3	0.65	0.60	0.54	0.62	0.57	0.53	0.57	0.54	0.51	0.49
	4	0.58	0.51	0.46	0.55	0.49	0.45	0.51	0.47	0.44	0.42
	5	0.50	0.44	0.38	0.47	0.42	0.37	0.45	0.40	0.36	0.35
	6	0.44	0.38	0.33	0.43	0.36	0.32	0.40	0.35	0.32	0.30
	7	0.40	0.33	0.28	0.38	0.33	0.28	0.36	0.32	0.27	0.26
	8	0.36	0.29	0.24	0.34	0.28	0.24	0.32	0.27	0.23	0.22
	9	0.33	0.25	0.20	0.31	0.25	0.20	0.29	0.24	0.20	0.18
	10	0.29	0.22	0.18	0.28	0.22	0.18	0.26	0.21	0.18	0.17
Categoría I h = 1.5 Lámpara reflectora de filamento R-52. Haz ancho, 500 y 750 W.	1	1.08	1.05	1.02	1.01	0.99	0.97	0.94	0.93	0.91	0.89
	2	0.98	0.93	0.89	0.93	0.89	0.86	0.88	0.85	0.82	0.80
	3	0.89	0.83	0.78	0.85	0.80	0.76	0.80	0.76	0.73	0.71
	4	0.81	0.74	0.68	0.77	0.72	0.67	0.73	0.69	0.65	0.64
	5	0.73	0.66	0.60	0.70	0.64	0.59	0.56	0.62	0.58	0.56
	6	0.67	0.59	0.53	0.64	0.58	0.52	0.61	0.56	0.52	0.50
	7	0.60	0.52	0.47	0.58	0.51	0.46	0.55	0.50	0.46	0.45
	8	0.54	0.46	0.40	0.52	0.45	0.40	0.49	0.44	0.40	0.38
	9	0.48	0.40	0.35	0.46	0.39	0.35	0.44	0.38	0.34	0.33
	10	0.43	0.36	0.30	0.42	0.35	0.30	0.40	0.34	0.30	0.28

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

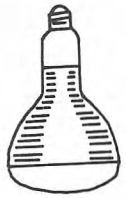
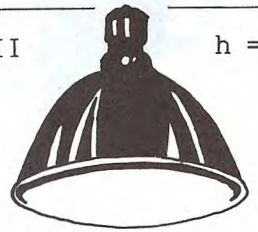
www.FreeLibros.org

www.elsolucionario.net

http://gratislibrospdf.com/

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría I h = 1.6  Lámpara reflectora de filamento R-57. Haz estrecho, 500 y 750 W.	RCL*										
	1	1.10	1.08	1.05	1.04	1.02	1.00	0.97	0.96	0.95	0.93
	2	1.02	0.98	0.94	0.97	0.94	0.91	0.91	0.89	0.88	0.86
	3	0.95	0.90	0.85	0.91	0.87	0.83	0.86	0.83	0.81	0.79
	4	0.88	0.82	0.78	0.85	0.80	0.76	0.81	0.77	0.75	0.73
	5	0.82	0.76	0.71	0.79	0.74	0.70	0.76	0.72	0.69	0.67
	6	0.77	0.70	0.66	0.74	0.69	0.65	0.72	0.68	0.64	0.63
	7	0.71	0.65	0.61	0.69	0.64	0.60	0.67	0.63	0.60	0.58
	8	0.66	0.60	0.56	0.65	0.59	0.55	0.63	0.58	0.55	0.54
	9	0.62	0.55	0.51	0.60	0.55	0.51	0.59	0.54	0.50	0.49
	10	0.58	0.51	0.47	0.56	0.51	0.47	0.55	0.50	0.46	0.45
Categoría III h = 1.2  Ventilada de porcelana esmaltada, bajas alturas. Lámpara de vapor revestida de fósforo 400 W.	1	0.81	0.78	0.76	0.76	0.74	0.72	0.71	0.69	0.68	0.67
	2	0.73	0.69	0.65	0.69	0.66	0.63	0.64	0.62	0.60	0.59
	3	0.65	0.60	0.56	0.62	0.58	0.55	0.58	0.55	0.53	0.51
	4	0.59	0.53	0.49	0.56	0.52	0.48	0.53	0.50	0.47	0.45
	5	0.53	0.47	0.43	0.51	0.46	0.42	0.48	0.44	0.41	0.40
	6	0.48	0.42	0.38	0.46	0.41	0.37	0.44	0.40	0.37	0.35
	7	0.39	0.33	0.29	0.41	0.36	0.32	0.39	0.36	0.32	0.31
	8	0.36	0.30	0.26	0.38	0.32	0.28	0.36	0.32	0.28	0.27
	9	0.32	0.27	0.23	0.34	0.29	0.25	0.33	0.28	0.25	0.24
	10				0.31	0.29	0.23	0.30	0.25	0.22	0.21

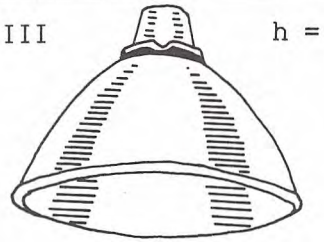
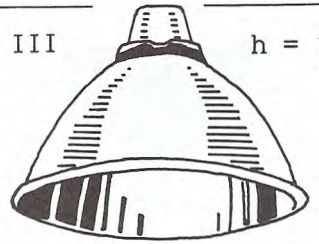
Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
	RCL*										
	1	0.77	0.75	0.73	0.74	0.72	0.71	0.70	0.69	0.68	0.67
	2	0.70	0.67	0.64	0.67	0.65	0.62	0.64	0.62	0.60	0.59
	3	0.63	0.60	0.57	0.61	0.58	0.55	0.58	0.56	0.54	0.52
	4	0.57	0.54	0.51	0.55	0.52	0.49	0.53	0.50	0.48	0.46
	5	0.52	0.48	0.45	0.50	0.47	0.44	0.48	0.45	0.43	0.41
	6	0.47	0.43	0.40	0.45	0.42	0.39	0.44	0.41	0.39	0.37
	7	0.42	0.39	0.36	0.41	0.38	0.35	0.40	0.37	0.35	0.33
	8	0.38	0.35	0.32	0.37	0.34	0.32	0.36	0.34	0.32	0.30
	9	0.34	0.31	0.29	0.33	0.31	0.29	0.33	0.31	0.29	0.27
	10	0.31	0.28	0.26	0.30	0.28	0.26	0.30	0.28	0.26	0.25

de fósforo 400 W.	10				0.31	0.29	0.23	0.30	0.25	0.22	0.21

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

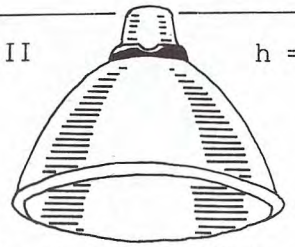
Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría III h = .7  Ventilada de aluminio 450 mm, para grandes alturas. Haz concentrado. Lámpara clara de vapor de 400 W.	RCL*										
	1	0.93	0.90	0.88	0.85	0.83	0.82	0.76	0.75	0.74	0.72
	2	0.86	0.82	0.79	0.79	0.77	0.74	0.72	0.70	0.69	0.67
	3	0.79	0.75	0.71	0.74	0.70	0.68	0.68	0.65	0.64	0.62
	4	0.74	0.69	0.65	0.69	0.65	0.62	0.64	0.61	0.59	0.57
	5	0.68	0.63	0.59	0.64	0.60	0.57	0.60	0.57	0.54	0.53
	6	0.63	0.58	0.54	0.60	0.56	0.52	0.56	0.53	0.50	0.49
	7	0.59	0.53	0.49	0.56	0.51	0.48	0.52	0.49	0.46	0.45
	8	0.55	0.49	0.45	0.52	0.47	0.44	0.49	0.45	0.43	0.41
	9	0.50	0.45	0.41	0.48	0.43	0.40	0.45	0.42	0.39	0.38
	10	0.47	0.41	0.38	0.45	0.40	0.37	0.42	0.38	0.35	0.35
Categoría III h = 1.2  Ventilada de aluminio 450 mm, grandes alturas. Haz medio. Lámpara de vapor revestida de 400 W.	1	0.88	0.86	0.84	0.80	0.79	0.77	0.71	0.70	0.69	0.67
	2	0.81	0.86	0.84	0.75	0.72	0.70	0.67	0.65	0.64	0.62
	3	0.74	0.77	0.74	0.69	0.65	0.62	0.62	0.60	0.58	0.56
	4	0.68	0.63	0.59	0.64	0.60	0.57	0.58	0.55	0.53	0.51
	5	0.63	0.57	0.53	0.59	0.55	0.51	0.54	0.51	0.49	0.47
	6	0.58	0.52	0.48	0.54	0.50	0.46	0.50	0.47	0.44	0.43
	7	0.53	0.47	0.43	0.50	0.45	0.42	0.46	0.43	0.40	0.39
	8	0.48	0.43	0.39	0.46	0.41	0.38	0.42	0.39	0.36	0.35
	9	0.44	0.39	0.35	0.42	0.37	0.34	0.39	0.35	0.33	0.31
	10	0.41	0.35	0.31	0.39	0.34	0.30	0.36	0.32	0.39	0.28

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría III h = 1.3 Ventilada de porcelana esmaltada, 675 mm. Lámpara de vapor revestida de fósforo, 1000 W.	RCL*										
	1	0.86	0.83	0.80	0.78	0.76	0.73	0.68	0.67	0.65	0.63
	2	0.77	0.72	0.68	0.70	0.66	0.63	0.61	0.59	0.57	0.55
	3	0.68	0.62	0.57	0.62	0.58	0.54	0.55	0.52	0.49	0.47
	4	0.61	0.55	0.49	0.56	0.51	0.47	0.50	0.46	0.43	0.41
	5	0.55	0.48	0.42	0.50	0.45	0.41	0.45	0.41	0.38	0.36
	6	0.49	0.42	0.37	0.45	0.39	0.35	0.40	0.36	0.33	0.31
	7	0.43	0.36	0.31	0.40	0.34	0.30	0.36	0.31	0.28	0.26
	8	0.39	0.32	0.28	0.36	0.30	0.26	0.32	0.28	0.25	0.23
	9	0.35	0.28	0.24	0.33	0.27	0.23	0.29	0.25	0.22	0.20
	10	0.32	0.25	0.21	0.29	0.24	0.20	0.26	0.22	0.19	0.17
Categoría III h = 1  Ventilada de aluminio 675 mm, grandes alturas. Haz medio. Lámpara de vapor revestida de fósforo, 1000 W.	1	0.91	0.88	0.86	0.84	0.82	0.80	0.75	0.74	0.73	0.71
	2	0.83	0.78	0.75	0.77	0.73	0.71	0.70	0.67	0.66	0.64
	3	0.75	0.69	0.65	0.70	0.65	0.62	0.64	0.61	0.58	0.56
	4	0.68	0.62	0.57	0.63	0.58	0.55	0.58	0.55	0.52	0.50
	5	0.61	0.55	0.50	0.57	0.52	0.48	0.53	0.49	0.46	0.44
	6	0.55	0.49	0.44	0.52	0.47	0.43	0.48	0.44	0.41	0.39
	7	0.50	0.43	0.38	0.47	0.41	0.37	0.43	0.39	0.36	0.34
	8	0.45	0.39	0.34	0.43	0.37	0.33	0.39	0.35	0.32	0.30
	9	0.41	0.34	0.30	0.39	0.33	0.29	0.36	0.32	0.28	0.27
	10	0.37	0.31	0.27	0.35	0.30	0.26	0.33	0.28	0.25	0.24

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%

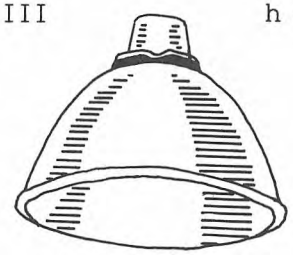
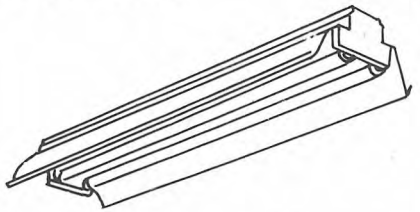
www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

8	0.45	0.39	0.34	0.43	0.37	0.33	0.39	0.35	0.32	0.30
9	0.41	0.34	0.30	0.39	0.33	0.29	0.36	0.32	0.28	0.27
10	0.37	0.31	0.27	0.35	0.30	0.26	0.33	0.28	0.25	0.24

Lámpara de vapor revestida de fósforo, 1000 W.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

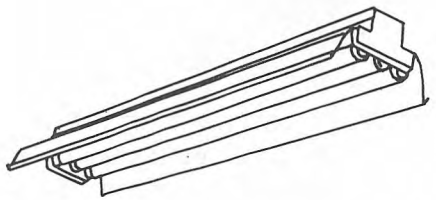
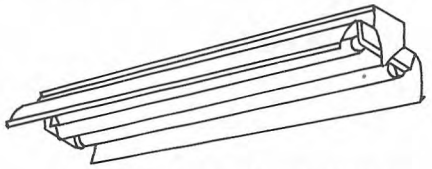
Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría III h = 1.3  Ventilada de aluminio 675 mm, grandes alturas. Lámpara de vapor revestida de fósforo, 1000 W.	RCL*										
	1	0.90	0.88	0.86	0.81	0.80	0.78	0.71	0.70	0.70	0.67
	2	0.83	0.79	0.76	0.76	0.73	0.71	0.67	0.66	0.64	0.62
	3	0.70	0.72	0.68	0.70	0.67	0.64	0.63	0.61	0.59	0.57
	4	0.71	0.66	0.62	0.66	0.62	0.59	0.59	0.57	0.55	0.53
	5	0.65	0.60	0.56	0.61	0.57	0.53	0.55	0.52	0.50	0.48
	6	0.60	0.55	0.50	0.56	0.52	0.48	0.52	0.48	0.46	0.44
	7	0.55	0.50	0.46	0.52	0.47	0.44	0.48	0.44	0.42	0.40
	8	0.51	0.45	0.41	0.48	0.43	0.40	0.44	0.41	0.38	0.37
	9	0.47	0.41	0.38	0.44	0.40	0.37	0.41	0.38	0.35	0.34
	10	0.44	0.38	0.34	0.41	0.37	0.33	0.38	0.35	0.32	0.31
Categoría III h = 1.3  2 lámparas T-2. Cualquier carga. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02	1	0.88	0.84	0.81	0.79	0.77	0.74	0.69	0.68	0.66	0.64
	2	0.77	0.71	0.66	0.70	0.65	0.62	0.61	0.59	0.56	0.54
	3	0.68	0.61	0.56	0.61	0.56	0.52	0.54	0.51	0.48	0.46
	4	0.60	0.52	0.47	0.54	0.49	0.44	0.48	0.44	0.41	0.39
	5	0.52	0.45	0.39	0.48	0.42	0.37	0.43	0.38	0.35	0.33
	6	0.47	0.39	0.34	0.43	0.37	0.32	0.38	0.34	0.30	0.28
	7	0.42	0.34	0.29	0.38	0.32	0.28	0.34	0.30	0.26	0.24
	8	0.37	0.30	0.25	0.34	0.28	0.24	0.31	0.26	0.22	0.21
	9	0.33	0.26	0.21	0.31	0.25	0.21	0.28	0.23	0.19	0.18
	10	0.30	0.23	0.19	0.28	0.22	0.18	0.25	0.20	0.17	0.15

www.FreeLibros.org

www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría II h = 1.3  2 lámparas T-12. Cualquier carga. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02	RCL*										
	1	0.88	0.85	0.81	0.77	0.75	0.73	0.65	0.64	0.62	0.59
	2	0.77	0.71	0.67	0.68	0.64	0.60	0.57	0.55	0.53	0.50
	3	0.68	0.61	0.56	0.60	0.55	0.51	0.51	0.48	0.45	0.42
	4	0.60	0.53	0.47	0.53	0.48	0.43	0.45	0.42	0.38	0.36
	5	0.53	0.45	0.40	0.47	0.41	0.36	0.40	0.36	0.33	0.30
	6	0.47	0.39	0.34	0.42	0.36	0.31	0.36	0.31	0.28	0.26
	7	0.42	0.34	0.29	0.38	0.31	0.27	0.32	0.28	0.24	0.22
	8	0.38	0.30	0.25	0.34	0.28	0.23	0.29	0.24	0.21	0.19
	9	0.34	0.26	0.22	0.30	0.24	0.20	0.26	0.21	0.18	0.16
	10	0.31	0.24	0.19	0.26	0.22	0.18	0.24	0.19	0.16	0.14
Categoría II h = 1.3  2 lámparas T-2. Cualquier carga. Protección central. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02	1	0.84	0.81	0.78	0.74	0.72	0.70	0.61	0.60	0.59	0.56
	2	0.75	0.70	0.65	0.66	0.62	0.59	0.55	0.53	0.51	0.48
	3	0.66	0.60	0.56	0.59	0.54	0.51	0.49	0.47	0.44	0.42
	4	0.59	0.52	0.47	0.52	0.47	0.43	0.44	0.41	0.38	0.36
	5	0.52	0.45	0.40	0.46	0.41	0.37	0.39	0.36	0.33	0.31
	6	0.47	0.40	0.35	0.42	0.36	0.32	0.36	0.32	0.29	0.27
	7	0.42	0.35	0.30	0.37	0.32	0.28	0.32	0.28	0.25	0.23
	8	0.38	0.31	0.26	0.34	0.28	0.24	0.29	0.25	0.22	0.20
	9	0.34	0.27	0.22	0.30	0.25	0.21	0.26	0.22	0.19	0.17
	10	0.31	0.24	0.20	0.27	0.22	0.18	0.23	0.19	0.17	0.15

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

carga. Protección central.
Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

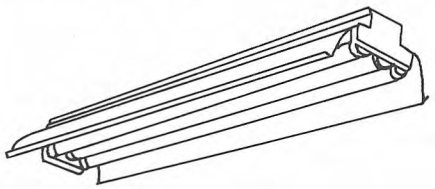
8	0.38	0.31	0.26	0.34	0.28	0.24	0.29	0.25	0.22	0.20
9	0.34	0.27	0.22	0.30	0.25	0.21	0.26	0.22	0.19	0.17
10	0.31	0.24	0.20	0.27	0.22	0.18	0.23	0.19	0.17	0.15

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a:
"h" por altura de montaje.

Techo	80%			50%			10%			0%
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
RCL*										
1	0.86	0.83	0.80	0.78	0.76	0.73	0.69	0.67	0.66	0.64
2	0.75	0.70	0.66	0.69	0.65	0.61	0.61	0.58	0.56	0.54
3	0.67	0.60	0.55	0.61	0.56	0.52	0.54	0.51	0.48	0.46
4	0.39	0.52	0.47	0.54	0.49	0.44	0.48	0.45	0.41	0.39
5	0.52	0.45	0.39	0.48	0.42	0.38	0.43	0.39	0.35	0.33
6	0.46	0.39	0.34	0.43	0.37	0.32	0.38	0.34	0.30	0.28
7	0.41	0.34	0.29	0.38	0.32	0.28	0.34	0.30	0.26	0.25
8	0.37	0.30	0.25	0.34	0.28	0.24	0.31	0.26	0.23	0.21
9	0.33	0.26	0.22	0.31	0.25	0.21	0.28	0.23	0.20	0.18
10	0.30	0.23	0.19	0.28	0.22	0.18	0.25	0.21	0.17	0.16

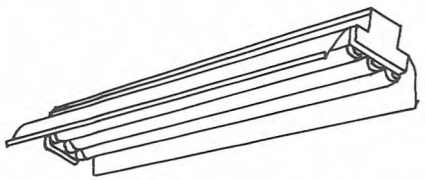
Categoría III h = 1.3



Lámparas T-12. 430 ó 800 mA.
Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

1	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.71	0.64	0.63	0.62	0.59
2	0.75	0.70	0.65	0.67	0.63	0.59	0.57	0.55	0.52	0.50
3	0.66	0.60	0.55	0.59	0.54	0.50	0.51	0.48	0.45	0.42
4	0.59	0.52	0.46	0.52	0.47	0.43	0.45	0.41	0.38	0.36
5	0.51	0.44	0.39	0.46	0.40	0.36	0.40	0.36	0.33	0.30
6	0.46	0.39	0.33	0.41	0.35	0.31	0.36	0.31	0.28	0.26
7	0.41	0.34	0.29	0.37	0.32	0.27	0.32	0.28	0.24	0.23
8	0.37	0.30	0.25	0.33	0.27	0.23	0.29	0.24	0.21	0.19
9	0.33	0.26	0.21	0.30	0.24	0.20	0.26	0.21	0.18	0.16
10	0.30	0.23	0.19	0.27	0.21	0.18	0.23	0.19	0.16	0.14

Categoría II h = 1.3



3 lámparas T-12. 430 ó 800 mA.
Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

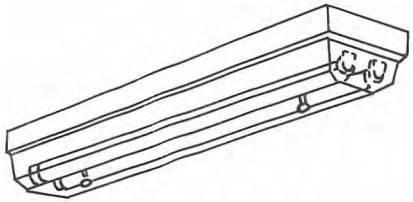
Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

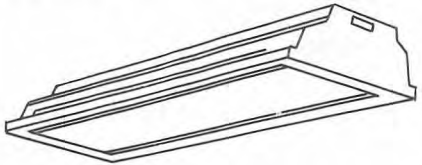
www.elsolucionario.net

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985



Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			50%			10%			0%
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría V h = 1.5	RCL*										
	1	0.70	0.66	0.63	0.62	0.59	0.57	0.52	0.51	0.49	0.47
	2	0.60	0.54	0.50	0.53	0.49	0.46	0.45	0.42	0.40	0.37
	3	0.52	0.46	0.41	0.46	0.41	0.38	0.39	0.56	0.33	0.31
	4	0.46	0.39	0.34	0.41	0.36	0.32	0.35	0.31	0.28	0.26
	5	0.40	0.33	0.28	0.36	0.30	0.26	0.31	0.27	0.24	0.22
	6	0.36	0.29	0.24	0.32	0.26	0.22	0.27	0.23	0.20	0.18
	7	0.32	0.25	0.21	0.29	0.23	0.19	0.25	0.21	0.17	0.16
	8	0.29	0.22	0.18	0.26	0.20	0.17	0.22	0.18	0.15	0.13
2 lámparas T-12 430 mA. Para 800 mA. C.U. x 0.96	9	0.26	0.19	0.15	0.23	0.18	0.14	0.20	0.16	0.13	0.11
	10	0.23	0.17	0.13	0.21	0.16	0.12	0.18	0.14	0.11	0.10
Categoría V h = 1.2	1	0.63	0.61	0.59	0.59	0.58	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52
	2	0.57	0.54	0.51	0.54	0.51	0.49	0.50	0.49	0.47	0.46
	3	0.51	0.48	0.44	0.49	0.46	0.43	0.46	0.44	0.42	0.41
	4	0.46	0.42	0.39	0.44	0.41	0.38	0.42	0.39	0.37	0.36
	5	0.42	0.37	0.34	0.40	0.36	0.34	0.38	0.35	0.33	0.32
	6	0.38	0.34	0.30	0.37	0.33	0.30	0.35	0.32	0.29	0.28
	7	0.35	0.30	0.27	0.33	0.29	0.27	0.32	0.29	0.26	0.25
2 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 30 cm ancha. Para lámpara T-10. C.U. x 1.02	8	0.31	0.27	0.24	0.30	0.26	0.23	0.29	0.26	0.23	0.22
	9	0.28	0.24	0.21	0.27	0.23	0.20	0.26	0.23	0.20	0.19
	10	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.24	0.20	0.18	0.17



http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.

Techo	80%			50%			10%			0%
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
RCL*										
1	0.73	0.71	0.68	0.69	0.67	0.66	0.64	0.62	0.61	0.60
2	0.66	0.62	0.59	0.62	0.59	0.57	0.58	0.56	0.55	0.53
3	0.59	0.55	0.51	0.56	0.53	0.50	0.53	0.50	0.48	0.47
4	0.53	0.48	0.45	0.51	0.47	0.44	0.48	0.45	0.43	0.41
5	0.48	0.43	0.39	0.46	0.42	0.39	0.44	0.40	0.38	0.36
6	0.44	0.38	0.34	0.42	0.37	0.34	0.40	0.36	0.33	0.32
7	0.39	0.34	0.30	0.38	0.33	0.30	0.36	0.32	0.30	0.28
8	0.36	0.30	0.26	0.34	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26	0.25
9	0.32	0.27	0.23	0.31	0.26	0.23	0.29	0.25	0.23	0.21
10	0.29	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20	0.19

Categoría V h = 1.2

2 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 60 cm ancha. Para lámparas T-10. C.U. x 1.01

1	0.66	0.64	0.62	0.62	0.61	0.59	0.58	0.57	0.56	0.55
2	0.60	0.56	0.53	0.56	0.54	0.52	0.53	0.51	0.49	0.48
3	0.54	0.50	0.46	0.51	0.48	0.45	0.48	0.46	0.44	0.43
4	0.49	0.44	0.41	0.46	0.43	0.40	0.44	0.41	0.39	0.38
5	0.44	0.39	0.35	0.42	0.38	0.35	0.40	0.37	0.34	0.33
6	0.40	0.35	0.31	0.38	0.34	0.31	0.36	0.33	0.31	0.29
7	0.36	0.31	0.28	0.35	0.30	0.27	0.33	0.30	0.27	0.26
8	0.32	0.28	0.24	0.31	0.27	0.24	0.30	0.26	0.24	0.23
9	0.29	0.24	0.21	0.28	0.24	0.21	0.27	0.23	0.21	0.20
10	0.27	0.22	0.19	0.26	0.23	0.19	0.25	0.21	0.18	0.17

Categoría V h = 1.2

4 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 60 cm ancha. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse 1985**

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.

Techo	80%			50%			10%			0%
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
Categoría V h = 1.2										
RCL*										
1	0.60	0.58	0.56	0.56	0.55	0.54	0.52	0.51	0.50	0.49
2	0.54	0.51	0.48	0.51	0.49	0.47	0.48	0.46	0.45	0.44
3	0.49	0.45	0.42	0.46	0.43	0.41	0.44	0.41	0.40	0.39
4	0.44	0.40	0.37	0.42	0.39	0.36	0.40	0.37	0.35	0.34
5	0.40	0.35	0.32	0.38	0.35	0.32	0.36	0.33	0.31	0.30
6	0.36	0.32	0.29	0.35	0.31	0.28	0.33	0.30	0.28	0.27
7	0.33	0.28	0.25	0.32	0.28	0.25	0.30	0.27	0.25	0.24
8	0.30	0.25	0.22	0.28	0.25	0.22	0.27	0.24	0.22	0.21
9	0.27	0.22	0.19	0.26	0.22	0.19	0.25	0.21	0.19	0.18
10	0.24	0.20	0.17	0.23	0.20	0.17	0.22	0.19	0.17	0.16

6 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 1.2 x 1.2 m. Para lámparas T-10. C.U. x 1.05

Categoría V h = 1.3										
1	0.59	0.57	0.55	0.55	0.54	0.52	0.51	0.50	0.49	0.48
2	0.53	0.50	0.47	0.50	0.48	0.46	0.47	0.45	0.44	0.43
3	0.48	0.44	0.41	0.45	0.42	0.40	0.43	0.40	0.39	0.38
4	0.43	0.39	0.36	0.41	0.38	0.35	0.39	0.36	0.34	0.33
5	0.39	0.35	0.31	0.37	0.34	0.31	0.35	0.32	0.30	0.29
6	0.35	0.31	0.28	0.34	0.30	0.28	0.32	0.29	0.27	0.26
7	0.32	0.28	0.25	0.31	0.27	0.25	0.29	0.26	0.24	0.23
8	0.29	0.25	0.22	0.28	0.24	0.22	0.27	0.24	0.21	0.20
9	0.26	0.22	0.19	0.25	0.21	0.19	0.24	0.21	0.19	0.18
10	0.24	0.20	0.17	0.23	0.19	0.17	0.22	0.17	0.16	0.16

8 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 1.2 x 1.2 m. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.

Categoría V h = 1.2

4 lámparas T-12 430 mA. Lente prismática 60 cm ancha. Para lámparas T-10. C.U. x 1.02

Techo	80%			50%			10%			0%
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	0%
RCL*										
1	0.56	0.54	0.52	0.52	0.50	0.49	0.47	0.46	0.45	0.44
2	0.50	0.47	0.45	0.47	0.44	0.42	0.43	0.41	0.40	0.39
3	0.45	0.41	0.38	0.42	0.39	0.37	0.39	0.37	0.35	0.34
4	0.41	0.36	0.34	0.38	0.35	0.32	0.35	0.33	0.31	0.30
5	0.37	0.32	0.29	0.34	0.31	0.28	0.32	0.29	0.27	0.26
6	0.33	0.29	0.26	0.31	0.28	0.25	0.29	0.27	0.24	0.23
7	0.30	0.26	0.23	0.29	0.25	0.22	0.27	0.24	0.22	0.20
8	0.27	0.23	0.20	0.26	0.22	0.20	0.24	0.21	0.19	0.18
9	0.25	0.20	0.18	0.23	0.20	0.17	0.22	0.19	0.17	0.16
10	0.22	0.18	0.16	0.21	0.18	0.15	0.20	0.17	0.15	0.14

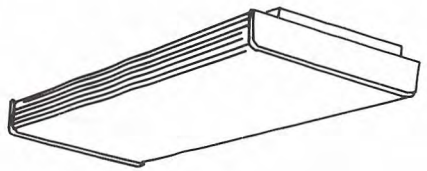
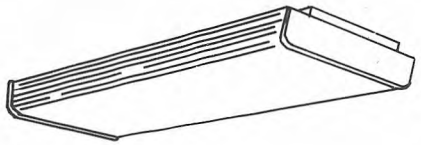
http://gratislibrospdf.com/

www.FreeLibros.org

www.elsolucionario.net

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			70%			50%		
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
Categoría V h = 1.2  2 lámparas T-12 430 mA. Envoltura prismática 30 cm ancha.	RCL*									
	1	0.68	0.65	0.63	0.65	0.63	0.61	0.61	0.60	0.58
	2	0.60	0.56	0.53	0.58	0.55	0.52	0.55	0.52	0.49
	3	0.54	0.49	0.45	0.52	0.48	0.45	0.50	0.46	0.43
	4	0.49	0.43	0.40	0.47	0.43	0.39	0.45	0.41	0.38
	5	0.44	0.38	0.34	0.43	0.38	0.34	0.40	0.36	0.33
	6	0.40	0.34	0.30	0.39	0.34	0.30	0.37	0.32	0.29
	7	0.36	0.31	0.27	0.35	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26
	8	0.32	0.27	0.24	0.32	0.27	0.23	0.30	0.26	0.23
	9	0.29	0.24	0.21	0.29	0.24	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.27	0.22	0.18	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18
Categoría V h = 1.2  4 lámparas T-12 430 mA. Envoltura prismática 60 cm ancha.	1	0.66	0.64	0.61	0.64	0.62	0.60	0.61	0.59	0.57
	2	0.59	0.55	0.52	0.57	0.54	0.51	0.55	0.52	0.40
	3	0.53	0.48	0.45	0.52	0.48	0.44	0.49	0.46	0.43
	4	0.48	0.43	0.39	0.47	0.42	0.39	0.45	0.41	0.38
	5	0.43	0.38	0.34	0.42	0.37	0.34	0.40	0.36	0.33
	6	0.39	0.34	0.30	0.38	0.34	0.30	0.36	0.32	0.29
	7	0.35	0.30	0.26	0.34	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26
	8	0.32	0.27	0.23	0.31	0.26	0.23	0.30	0.26	0.23
	9	0.28	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.20	0.17

http://gratislibrospdf.com/

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			70%			50%		
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
Categoría V h = 1.2 2 lámparas T-12 430 mA. Envoltura prismática 30 cm ancha.	RCL*									
	1	0.68	0.65	0.63	0.65	0.63	0.61	0.61	0.60	0.58
	2	0.60	0.56	0.53	0.58	0.55	0.52	0.55	0.52	0.49
	3	0.54	0.49	0.45	0.52	0.48	0.45	0.50	0.46	0.43
	4	0.49	0.43	0.40	0.47	0.43	0.39	0.45	0.41	0.38
	5	0.44	0.38	0.34	0.43	0.38	0.34	0.40	0.36	0.33
	6	0.40	0.34	0.30	0.39	0.34	0.30	0.37	0.32	0.29
	7	0.36	0.31	0.27	0.35	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26
	8	0.32	0.27	0.24	0.32	0.27	0.23	0.30	0.26	0.23
	9	0.29	0.24	0.21	0.29	0.24	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.27	0.22	0.18	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18
Categoría V h = 1.2 4 lámparas T-12 430 mA. Envoltura prismática 60 cm ancha.	1	0.66	0.64	0.61	0.64	0.62	0.60	0.61	0.59	0.57
	2	0.59	0.55	0.52	0.57	0.54	0.51	0.55	0.52	0.40
	3	0.53	0.48	0.45	0.52	0.48	0.44	0.49	0.46	0.43
	4	0.48	0.43	0.39	0.47	0.42	0.39	0.45	0.41	0.38
	5	0.43	0.38	0.34	0.42	0.37	0.34	0.40	0.36	0.33
	6	0.39	0.34	0.30	0.38	0.34	0.30	0.36	0.32	0.29
	7	0.35	0.30	0.26	0.34	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26
	8	0.32	0.27	0.23	0.31	0.26	0.23	0.30	0.26	0.23
	9	0.28	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.20	0.17

	8	0.32	0.27	0.23	0.31	0.26	0.23	0.30	0.26	0.23
4 lámparas T-12 430 mA. Envoltura prismática 60 cm ancha.	9	0.28	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.20	0.17

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

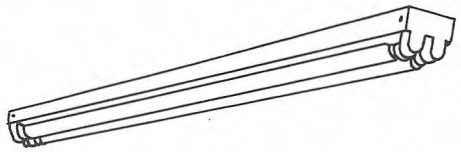
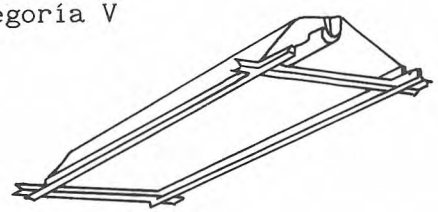
Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			70%			50%		
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
Categoría I h = 1.6  2 lámparas desnudas cualquier carga	RCL*									
	1	0.83	0.79	0.75	0.79	0.76	0.72	0.73	0.70	0.67
	2	0.71	0.65	0.60	0.68	0.62	0.57	0.62	0.58	0.54
	3	0.62	0.55	0.49	0.59	0.53	0.47	0.55	0.49	0.44
	4	0.55	0.47	0.41	0.52	0.45	0.39	0.48	0.42	0.37
	5	0.48	0.40	0.34	0.46	0.38	0.33	0.42	0.36	0.31
	6	0.43	0.35	0.29	0.41	0.33	0.28	0.38	0.31	0.26
	7	0.38	0.30	0.25	0.36	0.29	0.24	0.34	0.27	0.23
	8	0.34	0.26	0.21	0.33	0.25	0.21	0.30	0.24	0.19
	9	0.30	0.23	0.18	0.30	0.23	0.18	0.27	0.21	0.17
	10	0.28	0.21	0.16	0.27	0.20	0.15	0.25	0.19	0.15
Categoría V h = 1.2  1 lámpara cualquier carga. Lente prismática 60 cm ancha y 30 cm alta.	1	0.64	0.62	0.60	0.63	0.61	0.59	0.60	0.59	0.57
	2	0.58	0.55	0.52	0.57	0.54	0.51	0.55	0.52	0.50
	3	0.52	0.48	0.45	0.51	0.47	0.44	0.49	0.46	0.44
	4	0.47	0.42	0.39	0.46	0.42	0.39	0.45	0.41	0.38
	5	0.42	0.37	0.30	0.42	0.37	0.34	0.40	0.36	0.34
	6	0.38	0.33	0.30	0.38	0.33	0.30	0.37	0.32	0.30
	7	0.35	0.30	0.26	0.34	0.30	0.26	0.33	0.29	0.26
	8	0.31	0.26	0.23	0.31	0.26	0.23	0.30	0.26	0.23
	9	0.28	0.23	0.20	0.28	0.23	0.20	0.27	0.23	0.20
	10	0.26	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18	0.25	0.21	0.18

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

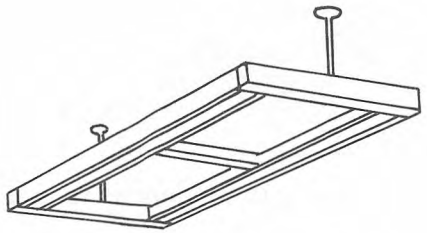
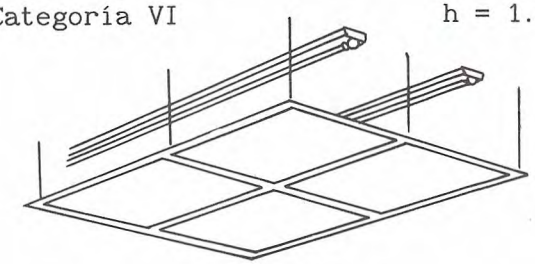
www.FreeLibros.org

www.elsolucionario.net

http://gratislibrospdf.com/

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Separación no superior a: "h" por altura de montaje.	Techo	80%			70%			50%		
	Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
Categoría VI h = 1.5  2 lámparas cualquier carga. Lados opacos.	RCL*									
	1	0.68	0.65	0.62	0.59	0.56	0.54	0.42	0.41	0.39
	2	0.59	0.54	0.51	0.51	0.48	0.44	0.37	0.35	0.32
	3	0.52	0.46	0.42	0.45	0.40	0.37	0.32	0.29	0.27
	4	0.46	0.40	0.35	0.40	0.35	0.31	0.28	0.25	0.23
	5	0.40	0.34	0.30	0.35	0.30	0.26	0.25	0.22	0.20
	6	0.36	0.30	0.26	0.31	0.27	0.23	0.22	0.20	0.17
	7	0.32	0.26	0.26	0.28	0.23	0.19	0.20	0.17	0.14
	8	0.29	0.23	0.19	0.25	0.20	0.17	0.18	0.15	0.13
	9	0.26	0.20	0.17	0.23	0.18	0.15	0.17	0.13	0.11
	10	0.24	0.18	0.15	0.21	0.16	0.13	0.15	0.12	0.10
Categoría VI h = 1.5 a 2  Techo luminoso. Transmisión 50%. Reflectancia de cavidad 80%.	1				0.60	0.58	0.56	0.58	0.56	0.54
	2				0.53	0.49	0.45	0.51	0.47	0.43
	3				0.47	0.42	0.37	0.45	0.41	0.36
	4				0.41	0.36	0.32	0.39	0.35	0.31
	5				0.37	0.31	0.27	0.35	0.30	0.26
	6				0.33	0.27	0.23	0.31	0.26	0.23
	7				0.29	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20
	8				0.26	0.21	0.18	0.25	0.20	0.17
	9				0.23	0.10	0.15	0.23	0.18	0.15
	10				0.21	0.17	0.13	0.21	0.16	0.13

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.1. Coeficientes de utilización.

Tomado de Manual de Alumbrado Westinghouse 1985

Techo	80%			70%			50%		
Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
RCL*									
1	0.42	0.40	0.39	0.36	0.35	0.33	0.25	0.24	0.23
2	0.37	0.34	0.32	0.32	0.29	0.27	0.22	0.20	0.19
3	0.32	0.29	0.26	0.28	0.25	0.23	0.19	0.17	0.16
4	0.29	0.25	0.22	0.25	0.22	0.19	0.17	0.15	0.13
5	0.25	0.21	0.18	0.22	0.19	0.16	0.15	0.13	0.11
6	0.23	0.19	0.16	0.20	0.16	0.14	0.14	0.12	0.10
7	0.20	0.17	0.14	0.17	0.14	0.12	0.12	0.10	0.09
8	0.18	0.15	0.12	0.16	0.13	0.10	0.11	0.09	0.08
9	0.17	0.13	0.10	0.15	0.11	0.09	0.10	0.08	0.07
10	0.15	0.12	0.09	0.15	0.10	0.08	0.09	0.07	0.06

Categoría VI

Moldura sin reflector.

Techo luminoso. Transmisión 50%.
Reflectancia de cavidad 80%.

9			0.23	0.10	0.15	0.23	0.18	0.15
10			0.21	0.17	0.13	0.21	0.16	0.13

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.2. Reflectancias efectivas de cavidad.

Reflectancia base de piso o techo de 90%																					
Ref pared %	Relación de cavidad																				
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0						
90	89	88	87	87	86	85	83	82	80	79	77	75	73	68	65						
80	88	87	86	85	83	80	77	75	72	70	69	59	61	55	51						
70	88	86	84	82	80	76	72	68	64	61	58	53	49	42	36						
50	86	84	80	77	75	68	62	57	52	48	44	38	34	27	22						
30	85	81	77	73	69	61	53	47	42	37	33	28	24	18	15						
10	84	79	74	69	64	55	47	40	34	31	25	20	16	12	09						
0	82	76	73	67	62	51	43	36	30	26	22	16	11	06	04						
Reflectancia base de piso o techo de 80%																					
Ref pared %	Relación de cavidad																				
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0						
90	79	79	78	78	77	75	74	73	72	71	70	68	66	62	59						
80	78	77	76	75	74	72	69	67	65	63	61	58	55	50	46						
70	78	76	75	73	72	68	64	61	58	55	53	48	44	38	33						
50	77	74	71	69	67	61	56	51	47	43	40	35	31	25	21						
30	76	72	68	65	62	54	48	42	37	33	30	25	22	17	14						
10	74	70	65	61	57	49	41	35	30	26	22	18	15	11	08						
0	72	68	57	57	55	46	38	32	27	24	20	14	10	05	03						

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Reflectancia base de piso o techo de 70%																					
Ref pared %	Relación de cavidad																				
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0						

http://gratislibrospdf.com/

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Reflectancia base de piso o techo de 70%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	70	69	69	68	68	67	66	65	64	63	63	61	60	57	55
80	69	68	67	66	65	62	60	60	58	57	55	52	51	46	43
70	68	67	65	64	62	59	56	54	52	50	48	44	41	35	31
50	67	65	63	60	58	54	49	45	42	38	26	31	28	23	19
30	66	63	59	56	53	46	40	36	32	29	26	22	19	15	12
10	65	61	57	53	50	42	36	31	27	23	20	16	13	10	08
0	64	58	54	50	47	40	33	29	24	21	17	12	09	05	03
Reflectancia base de piso o techo de 60%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	60	60	60	59	59	59	58	58	57	57	57	56	55	53	51
80	59	59	58	57	57	55	54	53	52	50	49	48	45	42	39
70	59	59	57	56	55	52	50	47	46	44	42	40	37	33	29
50	58	57	55	54	51	46	43	39	37	35	32	28	25	22	18
30	56	54	51	48	45	40	35	30	28	25	23	20	17	14	11
10	55	52	50	46	43	37	31	25	23	20	18	14	11	08	07
0	53	50	46	43	41	34	29	23	20	17	14	11	07	04	02

Tabla 3.2. Reflectancias efectivas de cavidad.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.2. Reflectancias efectivas de cavidad.

Reflectancia base de piso o techo de 50%														
Ref pared %	Relación de cavidad													
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	49	47
80	50	49	48	48	48	47	46	46	45	44	44	42	42	40	37
70	49	48	47	47	46	45	43	41	40	39	38	35	34	30	27
50	48	47	45	44	43	40	37	35	32	30	28	25	23	19	17
30	47	45	43	40	38	34	30	27	24	22	20	17	15	12	10
10	46	44	41	38	36	31	26	22	19	17	15	12	10	07	06
0	44	42	38	36	34	26	24	21	17	15	12	09	06	03	02

Reflectancia base de piso o~techo de 40%														
Ref pared %	Relación de cavidad													
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	40	41	41	41	42	42	42	43	43	44	44	45	44	44	43
80	40	40	40	40	30	39	39	39	39	39	38	38	37	35	34
70	39	39	39	38	38	37	36	35	35	34	33	31	30	28	25
50	39	38	37	36	34	32	31	29	27	26	25	22	20	18	15
30	38	36	34	33	32	28	25	23	21	20	18	15	13	11	08
10	36	34	32	31	29	24	21	18	16	14	12	10	08	06	05
0	36	34	31	29	27	22	19	12	13	12	10	07	05	03	02

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Reflectancia base de piso o techo de 30%														
Ref pared %	Relación de cavidad													
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0

http://gratislibrospdf.com/

0	36	34	31	29	27	22	19	12	13	12	10	07	05	03	02

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Reflectancia base de piso o techo de 30%																
Ref pared %	Relación de cavidad															
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	31	31	32	32	33	34	35	36	37	38	38	39	39	40	40
80	31	31	31	31	32	33	33	32	33	33	33	33	33	33	32
70	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	28	28	27	26	24
50	29	29	28	28	27	25	24	24	22	21	21	19	18	16	14
30	29	28	26	25	24	22	20	18	17	15	14	13	11	09	08
10	28	26	25	23	22	18	16	14	12	10	09	08	06	04	03
0	27	25	23	22	20	17	14	12	10	09	07	05	04	02	01
Reflectancia base de piso o techo de 20%																
Ref pared %	Relación de cavidad															
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	21	22	23	24	25	26	28	29	30	32	33	35	36	37	37
80	20	21	21	22	23	24	25	26	27	27	28	29	30	30	29
70	20	20	21	21	22	22	23	23	23	23	23	24	24	23	22
50	20	20	19	19	19	18	18	18	17	17	17	16	16	15	13
30	19	19	18	18	17	16	15	14	13	12	11	10	10	08	07
10	19	18	17	16	15	13	11	10	09	08	07	06	05	03	03
0	17	16	15	14	13	11	09	08	07	05	07	04	02	01	01

Tabla 3.2. Reflectancias efectivas de cavidad.

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

www.FreeLibros.org

www.elsolucionario.net
http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.2. Reflectancias efectivas de cavidad.

Reflectancia base de piso o techo de 10%													
Ref pared %	Relación de cavidad												
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	11	12	13	15	16	18	20	22	24	26	27	30	31	33	34
80	11	11	13	14	14	16	18	20	21	22	23	25	26	27	28
70	11	11	12	13	13	15	16	17	18	19	20	20	21	21	21
50	10	11	11	11	12	12	13	13	13	13	14	14	14	13	12
30	10	10	10	10	10	10	09	09	09	09	09	08	08	07	07
10	09	09	08	08	08	07	06	05	05	05	04	04	03	03	02
0	09	08	08	07	07	06	05	04	03	03	02	02	01	01	01
Reflectancia base de piso o techo de 0%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	02	04	05	07	08	11	14	16	18	20	22	25	27	30	31
80	02	03	05	06	07	10	12	14	16	17	18	21	23	25	25
70	02	03	04	05	06	08	10	12	13	15	15	17	18	20	20
50	01	02	03	04	04	06	07	08	09	10	10	11	12	12	12
30	01	01	02	02	02	03	04	05	05	05	05	06	06	06	06
10	00	00	01	01	01	01	01	02	02	02	02	02	02	02	02
0	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tabla 3.3. Factore
efectivas de cavid

Reflectanc	
Ref pared	1
50%	1.08
30%	1.08
10%	1.07

Reflectanc	
Ref pared	1
50%	1.07
30%	1.06
10%	1.06

Reflectan	
Ref pared	1
50%	1.05
30%	1.03
10%	1.04

Reflectan	
Ref pared	1
50%	1.01
30%	1.01
10%	1.01

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 3.3. Factores de corrección del coeficiente de utilización para reflectancias efectivas de cavidad del suelo diferentes del 20%. *Ver notas en siguiente página*

Reflectancia efectiva de la cavidad del techo de 80%										
Ref pared	Relación de cavidad del local									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50%	1.08	1.07	1.05	1.05	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02
30%	1.08	1.06	1.04	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01
10%	1.07	1.05	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
Reflectancia efectiva de la cavidad del techo de 70%										
Ref pared	Relación de cavidad del local									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50%	1.07	1.06	1.05	1.04	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02
30%	1.06	1.05	1.04	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01
10%	1.06	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
Reflectancia efectiva de la cavidad del techo de 50%										
Ref pared	Relación de cavidad del local									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50%	1.05	1.04	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
30%	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01
10%	1.04	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
Reflectancia efectiva de la cavidad del techo de 10%										
Ref pared	Relación de cavidad del local									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50%	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
30%	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
10%	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

Tomado de **Manual de Alumbrado Westinghouse** 1985

www.elsolucionario.net

Notas a la tabla 3.3:

a) Para una reflectancia efectiva de la cavidad del suelo de 30% (o más de 25%) se debe multiplicar el *CU (Coeficiente de utilización)* de la luminaria correspondiente, que aparece en la tabla 3.1 por el factor indicado en la tabla 3.3, para las correspondientes reflectancia efectiva de la cavidad del techo y relación de la cavidad del local.

b) Para una reflectancia efectiva de la cavidad del suelo de 10% (o menos de 15%) se debe dividir el *CU (Coeficiente de utilización)* de la luminaria correspondiente, que aparece en la tabla 3.1 por el factor indicado en la tabla 3.3, para las correspondientes reflectancia efectiva de la cavidad del techo y relación de la cavidad del local.

www.elsolucionario.net

CAPITULO 4. DETERMINACION DE LA CARGA DE UNA INSTALACION ELECTRICA

El diseño de una instalación eléctrica requiere del conocimiento de la potencia o carga que se va a alimentar. Por carga se entiende la que será demandada a la instalación y no la suma de las capacidades de los equipos que serán instalados. Mientras mayor información se tenga al respecto del consumo y de las condiciones de operación de todos los elementos que estarán conectados a la instalación, mayores serán las posibilidades de un cálculo que cumpla con los requerimientos técnicos y que sea económico. Esta información resulta indispensable para la etapa en que se realiza la ingeniería de detalle.

En este capítulo se exponen los criterios y metodología sugeridos para la determinación de la carga. De cualquier forma es también recomendable consultar la sección 204 de las NTIE (Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, 1981).

Es prácticamente imposible conocer con exactitud la carga de una instalación compleja. En la etapa del anteproyecto se empieza con una estimación que permita realizar una evaluación presupuestal aproximada. Sin embargo, se puede hacer un cálculo detallado con la información completa de todos los equipos que serán conectados y obtener un valor más preciso de la carga.

La determinación de la carga es una labor que requiere de técnica, pero también de criterio para definir los preparativos que deben dejarse para el futuro, así como la influencia de los posibles ciclos de operación. Una reserva excesiva representará una inversión que tal vez nunca se utilice; por el contrario, reservas escasas pueden provocar un problema a corto plazo. Por esta razón es recomendable estudiar varias opciones.

En el análisis también deben contemplarse los efectos que las variaciones de la carga en el tiempo pueden tener sobre la regulación del voltaje y sobre el costo de la energía (el efecto en las tarifas se discute en el Capítulo 12).

1. Estimación de carga por similitud.

1.1. Carga de los equipos relacionados con el tipo de usuario.

Para las primeras etapas de un proyecto, cuando se requiere tener una estimación aproximada de la carga, se pueden utilizar los valores de carga típicos, producto de la observación en empresas o procesos similares que se encuentran operando. En este caso se deben estudiar cuidadosamente los factores que podrían incrementar o disminuir la carga como: procesos de producción específicos, maquinaria más moderna, grado de automatización, comodidad de los operarios, capacidad de producción, fuerza motriz para otros fines, etc.

www.elsolucionario.net

En algunas instalaciones los equipos de ventilación y/o acondicionamiento de aire son responsables de una parte importante de la carga. Para la estimación de la carga de estos equipos debe consultarse a un especialista en manejo de aire y utilizar los métodos por él o ella propuestos. Normalmente para ventilación es suficiente conocer el número de veces que se desea cambiar el aire del local por unidad de tiempo; sin embargo, para el caso de acondicionamiento de aire prácticamente es necesario que el usuario ya haya seleccionado el tipo de equipo que será instalado.

1.2. Carga de alumbrado para diferentes tipos de usuarios.

En la Tabla 4.1. se reproducen los densidades de carga que aparecen en la Tabla 204.2 (a.2) de las NTIE (1981). Es importante señalar que sólo se pueden utilizar como una aproximación, ya que representan valores de la carga de alumbrado obtenidos con la experiencia de las lámparas y accesorios existentes antes de 1981.

Aplicando esta tabla puede estimarse la carga total conociendo la superficie que será iluminada y las especificaciones de los equipos más importantes, como por ejemplo, aquéllos utilizados en el proceso de fabricación o en el acondicionamiento de aire. Este método resulta adecuado para la etapa de anteproyecto.

2. Cálculo analítico.

La precisión que se obtiene con los métodos estimativos resulta insuficiente para obtener las capacidades de los elementos de una instalación eléctrica y las secciones de los conductores.

Un cálculo más preciso se inicia cuando se conocen los consumos de energía de cada uno de los equipos y servicios que serán alimentados por la instalación.

A continuación se definen algunos términos necesarios para la determinación de la carga:

2.1.Carga o potencia instalada.

La *carga o potencia instalada* (P_{inst}) es la sumatoria de los consumos nominales de cada elemento consumidor según sus datos de placa.

$$P_{inst} = \sum P_j \qquad (4.1)$$

donde: P_j = potencia de cada elemento, $j = 1,2,...,n$.

2.2. Demanda máxima.

La *demanda máxima* (P_{max}) es la carga o potencia máxima que podría ocurrir en una instalación. En las tarifas, para fines de facturación, la demanda máxima es la carga

www.elsolucionario.net

máxima que subsiste durante 15 minutos en el lapso de un mes (ver Capítulo 12). Se le llama también demanda máxima medida.

2.3. Factor de carga.

El *factor de carga (fc)* es el cociente de la potencia o demanda máxima entre la potencia (carga) instalada, por lo tanto:

$$P_{max} = (fc) \cdot P_{inst} \qquad (4.2)$$

En algunos procesos de fabricación el *factor de carga* se calcula eliminando las cargas que no son simultáneas, como son los equipos de respaldo o reserva (stand-by).

En la Tabla No. 4.2. se reproduce la Tabla 204.8a de las NTIE (1981) donde se presentan *factores de carga* típicos para el cálculo de carga de alumbrado general en algunas aplicaciones no industriales. En la Tabla No 4.3. se presentan algunos *factores de carga* considerados típicos (de acuerdo con la experiencia) para comercios e industrias.

Sin embargo resulta muy difícil definir con precisión el *factor de carga* porque se desconoce la capacidad exacta que los equipos demandarán de los motores eléctricos que los mueven, ya que por lo general la capacidad de los motores es mayor que la necesaria para operar los equipos.

En el Capítulo 12 se analiza el efecto que la distribución de carga a lo largo del día puede tener sobre las pérdidas de la instalación eléctrica.

3. Determinación de carga para equipos específicos.

En esta sección se presentan los criterios para la definición de la carga de ciertos equipos considerados importantes. Se recomienda consultar el apéndice de este libro, así como el Capítulo 12 en donde se describe la forma en que pueden incluirse las pérdidas en la evaluacirón económica de diferentes opciones.

3.1. Carga de transformadores.

El transformador, cuyo objetivo es cambiar los niveles de voltaje, es uno de los equipos más comunes en las instalaciones eléctricas. En ocasiones el transformador constituye una parte importante del costo total de la instalación.

La eficiencia del transformador está en función de la carga que tiene conectada (curva característica de eficiencia). Si un transformador está permanentemente conectado a la red, habrá un consumo permanente de energía equivalente a sus pérdidas en vacío (especificadas por el fabricante). En el momento en que se le conecte alguna carga, las pérdidas correspondientes a esa carga serán:

www.elsolucionario.net

$$P_c = P_n \left[\frac{I}{I_n} \right]^2 \qquad (4.3)$$

donde:

P_c = Pérdidas correspondientes a cierto régimen de carga.
I = Corriente del régimen de carga correspondiente.
I_n = Corriente nominal (plena carga).
P_n = Pérdidas debidas a la circulación de la corriente nominal por los conductores del transformador (pérdidas nominales en el cobre).

Para obtener las pérdidas totales del transformador deberán sumarse las de vacío (consideradas constantes) y las obtenidas en la expresión (4.3).

Por lo general la eficiencia máxima de un transformador se obtiene cuando la carga está entre 75 y 100%, por lo que debe procurarse que el transformador se utilice en regímenes de carga cercanos al 100%. Sin embargo al momento de especificar un transformador se requiere prever cierta holgura para reservas futuras. En el Capítulo 12 se explica una manera de evaluar económicamente diferentes opciones.

Entonces resulta conveniente determinar la carga promedio y procurar que se mantenga dentro de ese rango. Para calcular la carga promedio se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{prom} = \sqrt{\frac{\sum I_j^2 \, t_j}{\sum t_j}} \qquad (4.4)$$

donde:

j = 1,2,...,n períodos de tiempo en que la carga conectada es diferente (ciclos, turnos de trabajo o días hábiles).
I_j = Carga constante durante el período de tiempo t_j

La carga promedio se calcula para un mes, que normalmente es el período de facturación (incluyendo días no hábiles), pero puede ser útil conocerla también para 24 horas.

Por esta razón, es común que las ampliaciones futuras no se consideren en la especificación del transformador. En ese caso se acostumbra especificar dos transformadores que juntos alimenten la carga sin reservas, y se deja espacio para la instalación de un tercero. Una ventaja importante de este arreglo es que la descompostura de un transformador permite continuar operando con el otro (probablemente sobrecargado durante el tiempo necesario para reparar o sustituir el dañado).

www.elsolucionario.net

Con la fórmula (4.4) puede calcularse la potencia de un transformador, siempre que no se trate del caso en que la carga conectada sea un motor asíncrono tipo *jaula de ardilla* de capacidad muy cercana a la potencia nominal del transformador. Esto se debe a que en el momento de arranque del motor la demanda de energía puede ser 4 a 7 veces la nominal y producir fluctuaciones de voltaje. Esto puede ser importante para las otras cargas conectadas. No existe una norma respecto a este tipo de fluctuaciones de voltaje, pero se puede considerar aceptable que el voltaje en el alimentador del motor baje hasta un máximo de 10%, siempre y cuando no afecte a otros consumidores cercanos. Una caída de tensión mayor podría ocasionar que el motor no arranque.

El *factor de carga* en transformadores de tipo residencial (para conjuntos habitacionales), depende del tipo de vivienda. En el párrafo 14-334 de Knowlton (1967) se propone un *factor de carga* promedio de 32% (17.7% mínimo a 45.4% máximo).

3.2. Carga de alimentadores.

Para el cálculo de alimentadores en circuitos de alumbrado el *factor de carga* se considera unitario. Para el circuito de alimentación de un motor de inducción (tipo *jaula de ardilla*) se debe aumentar un 25% a la carga del motor, debido a que la corriente de arranque provoca un calentamiento adicional. Se recomienda consultar el apéndice de fórmulas básicas de este libro.

La carga del alimentador para un centro de control de motores o para cualquier tablero que tiene conectado algún motor se calcula con la ecuación:

$$I = (fc) \cdot \sum I_j + 1.25 \cdot I_{mm} \qquad (4.5)$$

donde:

j = 1,2,.....n elementos conectados.
I = Carga del alimentador en amperes.
I_j = Carga de cada uno de los elementos conectados en amperes.
I_{mm} = Corriente nominal del motor más grande del grupo considerado.

Si se considera que el voltaje es constante, la carga puede expresarse en watts. Se entiende que el desbalance máximo entre fases es de 5%.

3.3. Carga en plantas de emergencia.

Mientras que la red eléctrica puede proporcionar prácticamente cualquier sobrecarga sin provocar problemas importantes, una planta de emergencia está limitada por las capacidades del motor de combustión interna y del generador que deberán ser mayores que la carga demandada.

La carga se puede calcular con la ecuación (4.5), pero se debe considerar que el voltaje disminuye al arrancar los motores. La caída del voltaje puede ser tan grande que provoque que el motor correspondiente no pueda arrancar y que la planta sufra una

www.elsolucionario.net

sobrecarga. Por esta razón es importante conocer la información del fabricante de la planta al respecto del tamaño del motor más grande que puede arrancarse. También conviene pensar en la posibilidad de programar la entrada de la carga conectada a la planta, de tal manera que se pueda arrancar primero el motor más grande y después conectar paulatinamente el resto de la carga.

Es muy importante que las plantas de emergencia no operen con un desbalanceo del voltaje entre fases mayor al permitido por el fabricante, ya que aparece la componente de la corriente conocida como de secuencia inversa, que puede provocar sobrecalentamiento en el devanado del rotor con consecuencias graves.

3.4. Carga en bancos de capacitores.

No es común intentar calcular el factor de potencia desde el proyecto de alguna instalación. Normalmente la compañía suministradora otorga un plazo de tres meses después de iniciada la operación de una industria para que corrija su factor de potencia. Esto se debe a que este parámetro de operación depende de ciertos factores que dificultan su estimación preliminar.

A continuación se presentan las relaciones para obtención de la corriente (amperes) que circulará si se instala un banco de capacitores trifásicos de "Q" kvar's:

$$I_c = \frac{Q}{\sqrt{3}\ V} \cdot 1000 \qquad (4.6)$$

donde: V = Voltaje entre líneas.

De acuerdo con NTIE (1981, inciso 406.7) la corriente nominal de: los conductores (cables o barras), los equipos de conexión o desconexión y los dispositivos de protección de un banco de capacitores debe ser por lo menos el 135% de la corriente nominal de los capacitores. Los fusibles son una excepción ya que su corriente no debe ser inferior al 165% de la corriente nominal de los capacitores.

Por lo tanto la capacidad de conducción de los elementos de la instalación de los capacitores será:

$$I_{conducción} = (1.35) \cdot I_c \qquad (4.7)$$

La necesidad de incluir este factor de corrección surge debido a las componentes armónicas, que siempre están presentes, pero que son muy difíciles de detectar y cuantificar.

www.elsolucionario.net

Se recomienda consultar el Capítulo 6, en el cual se presenta una discusión detallada respecto al factor de potencia.

TABLAS

Tabla 4.1. Cargas de alumbrado general en locales (reproducción de la tabla 204.2 (a.2) de las NTIE).

Tipo de local	Carga watts/m^2
Auditorios	10
Bancos	30
Bodegas o almacenes	2.5
* Casas habitación	20
Clubes o casinos	20
Edificios industriales	20
Edificios de oficinas	30
Escuelas	20
Estacionamientos comerciales	5
Hospitales	20
* Hoteles y deptos. amueblados	20
Iglesias	10
Peluquerías y salones de belleza	30
Restaurantes	20
Tiendas	30

* Todos los contactos para aparatos menores de 3A en casas habitación y cuartos de hoteles, moteles o departamentos (sin disposiciones para el uso de aparatos eléctricos para cocinar) pueden considerarse como salidas para alumbrado general y no es necesario incluir carga adicional alguna para ellos.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 4.2. Factores de carga (en %) para el cálculo de la carga de alumbrado general en alimentadores (reproducción de la tabla 204.8a de las NTIE).

Tipo de local	Carga de alumbrado general a la que se aplica el *factor de carga*	*fc*
Casas-habitación	Primeros 3000 watts o menos	100
	Exceso sobre 3000 watts	35
*Hoteles	Primeros 20000 watts o menos	50
	Exceso sobre 20000 watts	40
*Hospitales	Primeros 50000 watts o menos	40
	Exceso sobre 50000 watts	20
Oficinas y escuelas	Primeros 20000 watts o menos	100
	Exceso sobre 20000 watts	70
Otros locales	Carga total de alumbrado general	100

* Los *factores de carga* de esta tabla no deben aplicarse al cálculo de alimentadores de las áreas en donde todas las lámparas pueden estar encendidas al mismo tiempo, como sucede en salas de operaciones, salones de baile y restaurantes.

Tabla 4.3. *Factores*

Comerci
Alumbrado P
Apartamento
Bancos
Bodegas
Casinos
Correos
Escuelas
Estacionam
Hospitales

Indus
Acetileno
Armadora d
Carpinterí
Carne (emp
Cartón (fá
Cemento (f
Cigarros (
Dulces (fá
Fundición
Galletas (

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 4.3. *Factores de carga* típicos para algunas industrias y comercios (en %).

Comercio	*fc*
Alumbrado Público	100
Apartamentos	35
Bancos	70
Bodegas	50
Casinos	85
Correos	30
Escuelas	70
Estacionamientos	60
Hospitales	40

Comercio	*fc*
Hoteles chicos	50
Hoteles grandes	40
Iglesias	60
Mercados	80
Multifamiliares	25
Oficinas	65
Restaurantes	65
Teatros	60
Tiendas abarrotes	65

Industria	*fc*
Acetileno (fábrica)	70
Armadora de autos	70
Carpinterías	65
Carne (empacadoras)	80
Cartón (fábrica)	50
Cemento (fábrica)	65
Cigarros (fábrica)	60
Dulces (fábrica)	45
Fundición	70
Galletas (fábrica)	55

Industria	*fc*
Hielo (fábrica)	90
Herrerías	50
Imprentas	60
Jabón (fábrica)	60
Laminadora	70
Lavanderías	80
Niquelado (taller)	75
Madererías	65
Marmolerías	70
Mecánico (taller)	75

Industria	*fc*
Muebles (fábrica)	65
Panaderías	55
Papel (fábrica)	75
Periódicos	75
Pinturas (fábrica)	70
Química (industria)	50
Refinerías	60
Refrescos (fábrica)	55
Textiles (fábrica)	65
Vestidos (fábrica)	45
Zapatos (fábrica)	65

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

CAPITULO 5. CALCULO Y ESPECIFICACION DE CONDUCTORES ELECTRICOS

En el diseño de instalaciones eléctricas una de las tareas más importantes (y más repetitivas) es el cálculo de la sección de los alimentadores, es decir, la especificación de los conductores que suministrarán energía eléctrica a una carga. De la precisión de estos cálculos depende, en buena medida, la seguridad y el buen funcionamiento de la instalación, así como el costo de la inversión inicial y de los gastos de operación y mantenimiento.

1. Criterios para el cálculo de conductores.

En este inciso se analizan los criterios para definir la sección transversal de los conductores y se expone la metodología para obtener su especificación. La intención es encontrar los calibres AWG (American Wire Gage) o MCM (miles de circular mils) que cumplan con los requisitos necesarios de un sistema confiable y económico evitando conductores con secciones sobradas, que se traducen en gastos innecesarios y reflejan un trabajo superficial del proyectista.

Para la aplicación de los criterios se requiere primero de la definición de la corriente que circulará por cada uno de los conductores en condiciones de plena carga (corriente nominal). Esto se hace de acuerdo con el procedimiento descrito en el capítulo 4, en el que se supone el conocimiento de todos los equipos que serán conectados y que debe incluir alguna reserva para imprevistos. Por lo tanto una estimación cuidadosa de la carga es de gran importancia para lograr un cálculo confiable de la sección de los conductores.

Los principales criterios que se deben considerar para la especificación del conductor son: capacidad de conducción de corriente para las condiciones de instalación, caída de voltaje permitida, capacidad para soportar la corriente de cortocircuito y calibre mínimo permitido para aplicaciones específicas.

Otros criterios menos importantes son: pérdidas por efecto Joule, fuerza de tiro en el proceso de cableado y alimentadores de calibres diferentes que pueden compartir la misma canalización.

1.1. Capacidad de conducción de corriente.

Los conductores eléctricos están forrados por material aislante, que por lo general contiene materiales orgánicos. Estos forros están clasificados de acuerdo con la temperatura de operación permisible, de tal forma que una misma sección de cobre puede

www.elsolucionario.net

tener diferente capacidad de conducción de corriente, dependiendo del tipo de aislamiento que se seleccione.

La tabla No. 5.1 contiene la información de la tabla 302.4 de las NTIE (Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, 1981) donde aparece la capacidad de corriente de conductores aislados, según el tipo de material del forro y dependiendo si el conductor está instalado en tubería o al aire. En las notas de esta tabla se incluyen los factores de corrección por temperatura ambiente y por agrupamiento en una tubería. Deberá seleccionarse el calibre cuya capacidad de corriente sea igual o mayor a la nominal del alimentador considerando todas las restricciones.

Para definir el calibre del hilo neutro se debe considerar el desbalance máximo posible entre las fases de un sistema (ver NTIE, 1981, inciso 204.9). En una instalación trifásica (con conexión estrella) donde predomine la carga de motores trifásicos se acostumbra que el neutro tenga la mitad de la sección de los hilos de las fases. En el caso de tableros trifásicos con cargas de alumbrado o de uso general (monofásica) el calibre del hilo neutro deberá ser el mismo que el de las fases. También para sistemas de dos fases tres hilos el neutro debe ser de la misma sección que las fases. Vale la pena mencionar aquí que algunos proyectistas recomiendan para este último caso que el área transversal del neutro sea $\sqrt{2}$ veces la de las fases, lo cual es incorrecto. Al parecer estos proyectistas toman esta idea de las normas de países donde existen sistemas (o conexiones) con voltajes defasados 90°, que no es el caso de México donde son 120° de defasamiento entre fases. De la suma vectorial de dos vectores iguales con 120° entre ellos resulta otro de igual magnitud. Se recomienda consultar el apéndice de este libro.

1.2. Caída de voltaje.

Se le llama caída de voltaje a la diferencia que existe entre el voltaje aplicado al extremo alimentador de una instalación y el obtenido en cualquier otro punto de la misma, cuando está circulando la corriente nominal:

$$\Delta V = V_A - V_T \qquad (5.1)$$

Si se expresa como por ciento se le conoce como regulación de voltaje:

$$e = \frac{\Delta V}{V_{nominal}} * 100 \quad (\%) \qquad (5.2)$$

La caída de voltaje máxima permitida por las NTIE (1981, incisos 202.6 y 204.3) es: 3% para el circuito alimentador o principal y 3% para el circuito derivado, sin que los dos circuitos juntos sobrepasen el 5%.

www.elsolucionario.net

Si se considera la transmisión de cierta potencia, a través de un alimentador de resistencia R y reactancia inductiva X_L,cuyo voltaje terminal V_T y corriente I están defasados un ángulo ϕ (entre ellos), se puede construir el diagrama fasorial mostrado en la Figura 5.1. y se puede escribir:

$$\tilde{V}_A = \tilde{V}_T + R \cdot \tilde{I} + j \cdot X_L \cdot \tilde{I} \qquad (5.3)$$

En el caso de alimentadores caracterizados por una reactancia capacitiva se deben cambiar

$$j \cdot X_L \cdot \tilde{I} \quad \text{por} \quad -j \cdot X_C \cdot \tilde{I}$$

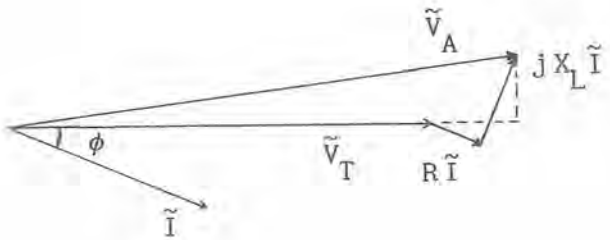


Figura 5.1. Diagrama fasorial

Debido a que:

$$\Delta V = |V_A| - |V_T|$$

es una cantidad bastante pequeña, se acostumbra tomar solamente las componentes proyectadas sobre el voltaje V_T de tal forma que:

www.elsolucionario.net

$$\Delta V = V_A - V_T = R \cdot I \cos \phi + X_L \cdot I \operatorname{sen} \phi \qquad (5.4)$$

El valor de la componente reactiva depende de las distancias de separación entre los conductores y del tipo de forro, por lo que su valor debería calcularse para cada alimentador (ver Capítulo 8. Corriente de Cortocircuito). Sin embargo para baja tensión y en calibres hasta de 4/O AWG, la componente reactiva es bastante pequeña comparada con la resistiva, por lo que puede despreciarse. En estas condiciones se puede expresar la regulación de voltaje en términos de la ley de Ohm:

$$\Delta V = R \cdot I = \rho \frac{L \cdot I}{S} \qquad (5.5)$$

Combinando (5.2) y (5.5) resulta:

$$S = \rho \frac{L \cdot I}{e \cdot V} \cdot 100 \qquad (5.6)$$

donde:

S = Area o sección transversal (conductora) del alimentador en mm^2.
ρ = Resistividad específica (volumétrica) del material conductor en ohms•mm^2/m
I = Corriente de carga en Amperes.
L = Longitud del alimentador en metros.
e = Caída de voltaje permitida en por ciento.
V = Voltaje aplicado en Volts (normalmente el voltaje nominal).

Considerando que la mayoría de los alimentadores son de cobre de 100 % de conductividad IACS (International Anneald Copper Standard) y suponiendo una temperatura de operación de 60°C se tiene que: $\rho = 1/50$; por lo que para obtener la sección de conductores de cobre se utiliza la siguiente expresión:

$$S_{cu} = \frac{2 \cdot c \cdot L \cdot I}{e \cdot V} \qquad (5.7)$$

Para circuitos monofásicos y bifásicos c = 2 (debido a que existe un hilo de retorno); para circuitos trifásicos $c = \sqrt{3}$ ya que el voltaje nominal corresponde al voltaje entre fases:

www.elsolucionario.net

$$V_{nominal} = \sqrt{3} \cdot V_{fase-neutro} \qquad (5.8)$$

La sección obtenida se compara con la de los diferentes calibres y se especifica aquél que tenga un área transversal igual o mayor.

1.3. Pérdidas por efecto Joule.

El paso de una corriente eléctrica por un conductor produce calor que se disipa por la superficie externa. De acuerdo con la ley de Joule:

$$W = P \cdot t = R \cdot I^2 \cdot t \qquad (5.9)$$

Ahora bien, la resistencia es inversamente proporcional a la sección del conductor; por lo tanto, aumentando el calibre puede lograrse que disminuyan las pérdidas por efecto Joule, aunque esto representa una inversión inicial más alta.

Para utilizar este criterio resulta necesario estimar el costo de la energía perdida a lo largo del tiempo y compararlo con el costo adicional por el aumento de calibre. Para obtener la sección económica deben trazarse dos curvas costo -vs- sección transversal: una para pérdidas y otra para inversión. El mínimo de la suma de las dos funciones es la sección económica (Ver Capítulo 12 y Knowlton, 1967, párrafos 14-341 a 354).

1.4. Capacidad para soportar la corriente de cortocircuito.

Para determinar la tolerancia del alimentador a la corriente de un cortocircuito, se considera que todo el calor producido por la circulación de ésta se destina a elevar la temperatura del conductor. Según I. Suciu (1980) el balance de energía se puede expresar como sigue:

$$C_o(1+\beta \cdot \theta)\delta_{cu} \frac{d\theta}{dt} = \rho_o(1+\alpha_o \cdot \theta)\delta_i^2 \qquad (5.10)$$

donde:

θ = Temperatura.
t = Tiempo.
C_o = Calor específico del cobre.
ρ_o = Resistividad específica del cobre.

www.elsolucionario.net

δ_{cu} = Densidad del cobre.
δ_i = Densidad de corriente.
β = Coeficiente de variación del calor específico en relación con la temperatura.
α_o = Coeficiente de variación de la resistencia en relación con la temperatura.

Esta relación se puede integrar y escribir de la siguiente manera:

$$\int_o^t \delta_i^2 \, dt = \frac{C_o \cdot \delta_{cu}}{\rho_o} \int_{\theta_o}^{\theta_t} \frac{1+\beta \cdot \theta}{1+\alpha_o \cdot \theta_o} \qquad (5.11)$$

El término de la izquierda corresponde a la ley de Joule y caracteriza el esfuerzo al que está siendo sometido el alimentador. El término de la derecha representa la rigidez térmica que ofrece el alimentador.

Si se considera que el calor específico y la densidad de corriente no cambian, entonces: $\beta = 0$ y δ_i = constante, resulta:

$$\delta_i^2 \cdot t = \frac{C_o \cdot \delta_{cu}}{\alpha_o \cdot \rho_o} \ln \frac{1+\alpha_o \cdot \theta_t}{1+\alpha_o \cdot \theta_o} \qquad (5.12)$$

en otra forma:

$$\delta_i^2 \cdot t = K \cdot \log \frac{1/\alpha_o + \theta_t}{1/\alpha_o + \theta_o} \qquad (5.13)$$

De acuerdo con Knowlton (1967, párrafo 4-26) puede considerarse $\alpha_o = 0.00427$, de tal forma que $1/\alpha_o = 234$; con lo que se obtiene una relación muy conocida:

$$\left[\frac{I_{cc}}{A} \right]^2 t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right] \qquad (5.14)$$

en esta relación:
I_{cc} = Corriente de cortocircuito, en Amperes.
A = Area del conductor, en circular mils.
t = Tiempo que dura el cortocircuito, en segundos.
T_2 = La temperatura máxima que resiste el conductor en condiciones de cortocircuito, en grados centígrados °C.
T_1 = La temperatura de operación normal del conductor, en °C.

www.elsolucionario.net

Para revisar la tolerancia de un alimentador a un cortocircuito se obtiene el tiempo para la corriente y área dados y se compara con el tiempo de disparo de la protección e interruptor correspondientes, y éste último deberá ser menor.

1.5. Calibre mínimo permitido.

En los incisos 302.7 b y 203.2 de las NTIE (1981) se especifica como calibre mínimo para circuitos de fuerza y alumbrado al No. 14 y para circuitos alimentadores al No. 10. Estas restricciones pueden ampliarse en proyectos particulares.

1.6. Fuerza de tiro en el proceso de cableado.

Más que un criterio para calcular el calibre se trata de un elemento que se debe considerar al momento de decidir las distancias entre registros o cajas, el número de cambios de dirección (codos), los recorridos verticales y en general cualquier obstáculo que provoque una tensión mecánica en el conductor a la hora de instalarlo. La fuerza de tiro máxima que puede aplicarse antes de ocasionar elongamientos o roturas en los cables depende del tipo de conductor utilizado.

La tensión mecánica permitida en los conductores de cobre depende del temple. Este puede ser: suave, semiduro o duro. El suave es el del cobre recocido. Los temples semiduro y duro se obtienen mediante un proceso de estirado en frío del cobre recocido. Los conductores usados en líneas aéreas, por lo general, son de temple semiduro o duro. Los conductores forrados para instalaciones interiores o subterráneas son de cobre recocido, que tiene la ventaja de ser el de conductibilidad eléctrica más alta (el temple duro tiene aproximadamente el 96% de la conductibilidad del temple suave).

Si un conductor se somete durante el proceso de cableado a una fuerza de tiro descontrolada, puede cambiar su temple y aumentar su resistencia eléctrica, y si esta fuerza es muy grande se puede inclusive provocar la ruptura del cable. La carga de ruptura no es siempre proporcional al área transversal ya que en los calibres más delgados el esfuerzo se distribuye más uniformemente que en los calibres gruesos.

En el párrafo 4-110 de Knowlton (1967) se presenta una gráfica del esfuerzo de ruptura del calibre No. 6 AWG temple duro y resulta ligeramente arriba de 40 kg/mm^2.

En el Catálogo "Alambres y Cables Desnudos" de Conductores Monterrey se presenta una tabla con la carga de ruptura para cada temple y calibre. En esta tabla la tensión de ruptura para temple duro oscila entre 47 kg/mm^2 para el calibre No. 18, y 34.5 kg/mm^2 para el calibre No. 4/0. Para el temple suave la ruptura se da a una tensión de 27 kg/mm^2 para el calibre No. 23, y 25.3 kg/mm^2 para el calibre No. 4/0.

En el párrafo 4-117 del Knowlton (1967), se menciona que la curva tensión–vs–alargamiento para el cobre recocido no muestra un límite elástico definido y que las deformaciones permanentes (que modifican el temple) empiezan con esfuerzos relativamente bajos. En la práctica se consideran como aceptables los esfuerzos del proceso de cableado que estén en el rango de 40 a 50% de la carga de ruptura. Con los datos mencionados anteriormente se puede, conservadoramente, escoger un esfuerzo de tensión permisible de 7.5 kg/mm^2 (Boletín 401, tabla 11 de Industrias Conelec).

www.elsolucionario.net

Para obtener la fuerza de tiro se puede utilizar el esfuerzo mencionado anteriormente en la siguiente expresión:

$$F_{tiro} = K_u \cdot \sigma \cdot A \qquad (5.15)$$

donde:

K_u = Coeficiente de uniformidad (menor que la unidad).
σ = Esfuerzo unitario en kg/mm^2.
A = Sumatoria de la sección transversal de todos los conductores.

Al cablear varios conductores juntos, es muy importante que tengan la misma longitud para evitar que aquél o aquéllos que queden más cortos se sometan a esfuerzos mayores. Según las NTIE (1981) también es inaceptable colocar en el mismo tubo calibres delgados junto con gruesos, ya que en una distribución heterogénea de esfuerzos podrían afectarse los cables más delgados.

El tipo de forro de los conductores puede ayudar compartiendo parte de los esfuerzos, o puede fracturarse con un ligero estiramiento de los conductores. De cualquier forma es indispensable vigilar que en el proceso de cableado no se dañe por el rozamiento con las paredes de los tubos o ductos.

1.7. Diferencia de secciones.

Una misma canalización puede utilizarse para varios conductores del mismo sistema de voltaje; sin embargo, como ya se dijo antes, la fuerza de tiro en el cableado impide instalar conductores muy delgados junto a conductores muy gruesos. Por otra parte algunas especificaciones limitan la colocación de diferentes secciones en un mismo ducto a los calibres entre 14 y 4; para calibres más gruesos proponen usar canalizaciones separadas.

Los criterios descritos en las secciones 1.3, 1.6 y 1.7 no son obligatorios, pero se presentan para ofrecer un panorama más amplio en el cálculo de alimentadores.

2. Cálculo de alimentadores con cargas distribuidas.

Es muy común que un circuito derivado tenga cargas distribuidas a lo largo de su extensión. Es práctica normal que el calibre de las últimas unidades sea menor que el calibre con el que sale del tablero de distribución. Lo que no es tan común es realizar un cálculo exacto de la sección de los conductores del circuito, considerando la carga, la distancia y la caída de voltaje en los tramos respectivos. En esta sección se propone una metodología para el cálculo exacto del calibre de los conductores. Para esto se analiza el circuito de la Figura 5.2:

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

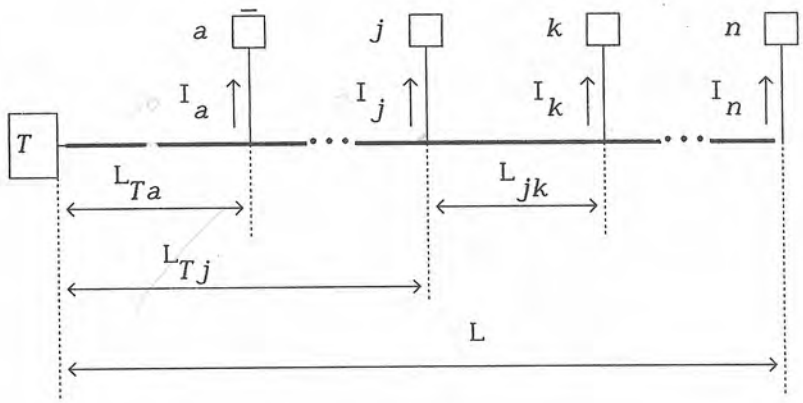


Figura 5.2. Carga distribuida en un alimentador.

En el establecimiento de las relaciones para el cálculo del calibre, se estudian dos casos: densidad de corriente constante y sección constante (alimentador tipo anillo).

2.1. Densidad de corriente constante.

La expresión para la densidad de corriente entre dos puntos consecutivos de la Figura 5.2 es:

$$\frac{I_{jk}}{S_{cujk}} = \delta = constante \qquad (5.16)$$

donde:

$k = j + 1$
S_{cujk} = Sección transversal del conductor de cobre entre j y k.
I_{jk} = Corriente que circula entre los puntos j y k

De acuerdo con (5.7), la expresión de la caída de voltaje puede escribirse de la siguiente manera:

$$e_{jk} = \frac{2 \cdot c}{V} L_{jk} \frac{I_{jk}}{S_{cujk}} \qquad (5.17)$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

La caída total de voltaje será:

$$e = \sum_{j=T}^{j=n-1} e_{jk} = \frac{2 \cdot c}{V} \delta \sum_{j=T}^{j=n-1} L_{jk} \qquad (5.18)$$

La longitud total desde el tablero hasta la última salida puede escribirse así:

$$L = \sum_{j=T}^{j=n-1} L_{jk} \qquad (5.19)$$

Entonces se puede obtener la siguiente relación:

$$\frac{e_{jk}}{e} = \frac{L_{jk}}{L} \qquad (5.20)$$

de las expresiones 5.17 y 5.20 se obtiene:

$$S_{cujk} = \frac{2 \cdot c}{V} I_{jk} \frac{L}{e} \qquad (5.21)$$

Esta relación facilita el cálculo de las secciones de los diferentes tramos de conductores ya que el único parámetro que cambia es la corriente en el tramo respectivo. Resulta de gran utilidad en circuitos de alumbrado, especialmente en áreas extensas (por ejemplo un patio de tanques de una refinería).

En caso de tener un circuito con varias ramificaciones radiales (conductores que parten del mismo punto), se puede considerar la longitud de la ramificación más larga; de esta manera quedan cubiertas todas las demás.

Este método debe aplicarse respetando los criterios para el cálculo de la sección. Sobre todo es importante vigilar que el último tramo del circuito quede protegido por el interruptor seleccionado.

La revisión final de la caída total de voltaje puede hacerse con alguna de las siguientes relaciones:

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$e = \frac{2 \cdot c}{V} \sum_{j=T}^{j=n-1} \frac{L_{jk} \cdot I_{jk}}{S_{jk}} \qquad (5.22)$$

$$e = \frac{2 \cdot c}{V^2} \sum_{j=T}^{j=n-1} \frac{L_{jk} \cdot P_{jk}}{S_{jk}} \qquad (5.23)$$

2.2. Sección constante en todo el alimentador.

En este caso se pueden escribir las siguientes expresiones, donde $k = j + 1$:

$$e = \sum_{j=T}^{j=n-1} e_{jk} = \frac{2 \cdot c}{V \cdot S_{cu}} \sum_{j=T}^{j=n-1} L_{jk} \cdot I_{jk} \qquad (5.24)$$

$$S_{cu} = \frac{2 \cdot c}{e \cdot V} \sum_{j=T}^{j=n-1} L_{jk} \cdot I_{jk} \qquad (5.25)$$

Esta relación resulta útil para calcular circuitos en anillo. Su aplicación parece complicada, pero con las salidas uniformes y el plano en la mano, la sumatoria se hace con relativa facilidad.

Para el cálculo de la sección en función de la potencia, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$S_{cu} = \frac{2 \cdot c}{e \cdot V^2} \sum_{j=T}^{j=n-1} L_{jk} \cdot P_{jk} \qquad (5.26)$$

donde $c = 2$ para circuitos monofásicos o bifásicos y $c = \sqrt{3}$ para trifásicos.

www.elsolucionario.net

La sección transversal del alimentador tipo anillo debe calcularse en condiciones normales (ambas terminales del anillo energizadas) y en condiciones de emergencia (por ejemplo con alimentación por un solo punto del anillo). El proyectista deberá utilizar su criterio para decidir cuáles condiciones son las más probables y después de calculadas deberá escoger la sección mayor.

2.3. Ejemplo de cálculo.

En un circuito se tienen 6 salidas para alumbrado con unidades incandescentes de 150W c/u. Las distancias entre ellas, empezando por la última unidad, son: 8m, 10m, 10m, 10m y 8m. La distancia desde la primera unidad al tablero es de 30m. El voltaje nominal es de 127 V y la caída permitida es de 3%.

Potencia total:

$$P = 6 \cdot 150 = 900 \text{ W}$$

Corriente:

$$I = \frac{900}{127} = 7.087 \text{ A}$$

En este caso el calibre No. 12 cumple con el criterio de capacidad de corriente (Tabla 5.1.), pero si se obtiene la caída de voltaje mediante la ecuación (5.23), resulta lo siguiente:

$$e = \frac{4 \cdot 150}{3.31 \cdot 127^2} \cdot \left[8+(2 \cdot 10)+(3 \cdot 10)+(4 \cdot 10)+(5 \cdot 8)+(6 \cdot 30)\right] = 3.57\%$$

que es una caída mayor que la permitida. Si ahora se escoge el calibre No. 10 para el tramo que va desde el tablero hasta la primera unidad y se vuelve a calcular la caída de voltaje se obtiene:

$$e = \frac{4 \cdot 150}{3.31 \cdot 127^2} \cdot \left[8+(2 \cdot 10)+(3 \cdot 10)+(4 \cdot 10)+(5 \cdot 8)\right] + \left[\frac{4 \cdot 150 \cdot 6 \cdot 30}{5.26 \cdot 127^2}\right]$$

$$e = 1.55+1.27 = 2.82\%$$

lo que resulta aceptable.

El tamaño comercial de interruptor adecuado para este caso es de 15 amperes, con lo cual queda protegido el conductor de calibre No. 12 (ver Tabla 5.1).

Desde luego hubiera podido considerarse todo el alimentador en calibre No.10, pero ahora se tiene la información necesaria para saber que hubiera sido innecesario, además

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

de que representaría mayor inversión en conductor, ductería y mano de obra (por la dificultad que representa instalar un conductor más grueso).

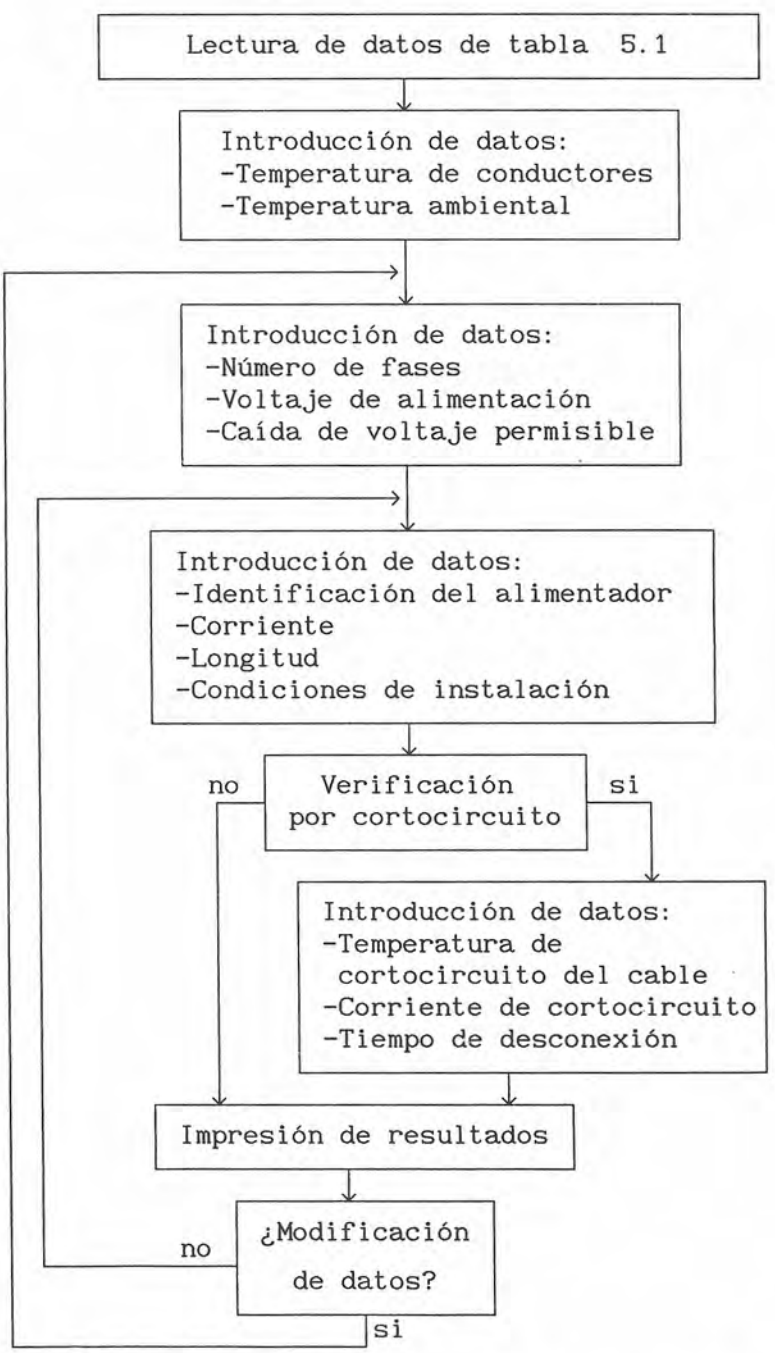


Figura 5.3. Diagrama de flujo para cálculo de alimentadores

www.elsolucionario.net

3. Cálculo de alimentadores por computadora.

Debido a la cantidad de cálculos repetitivos resulta conveniente utilizar la computadora para la obtención de la sección de cobre en los alimentadores. Para tal efecto se preparó un programa para computadora en lenguaje BASIC incluyendo los principales criterios. El diagrama de flujo se presenta en la Fig. No. 5.3.

El programa puede resolver circuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos. Para el cálculo de la capacidad de conducción de corriente se debe proporcionar la temperatura máxima del conductor y la temperatura ambiente. Para el criterio de caída de voltaje debe especificarse la caída máxima deseada. También puede hacerse la revisión por cortocircuito.

4. Ductos y tuberías.

Desde el punto de vista de ventilación sería deseable que todos los conductores estuvieran colocados de tal forma que el aire circulara libremente por su superficie. Sin embargo, debido a las necesidades de los proyectos, normalmente van alojados en algún tipo de ducto: tubos de acero o de materiales plásticos, ductos cuadrados (con o sin bisagra), electroductos de distintos fabricantes, charolas especiales y otros. Todos estos tipos de ductos pueden fijarse en las paredes o techos, colocarse en trincheras, o enterrarse directamente. En ocasiones tienen que construirse estructuras especiales o compartirse las existentes con otro tipo de instalaciones. Los soportes deben ser lo suficientemente rígidos para resistir los esfuerzos durante el proceso de cableado.

Además del aislamiento eléctrico, los conductores, así como los ductos, deben protegerse contra daños mecánicos y apartarse de fuentes de calor. En ambientes corrosivos deberán aplicarse los recubrimientos necesarios a las canalizaciones metálicas.

Debido a que la capacidad de conducción se calcula para cierta condición, debe procurarse que los alimentadores tengan las mismas características de ventilación y agrupamiento en todo su trayecto.

En caso de grupos de ductos enterrados se deberá hacer un cálculo de disipación térmica, de acuerdo con lo propuesto por J. Viqueira (1970, cap. III).

4.1. Cálculo y especificación de tuberías y ducto cuadrado.

Para la especificación del diámetro de tuberías para alojar varios conductores eléctricos aislados (NTIE, 1981, inciso 301.9), debe observarse cierta relación entre la suma total de las secciones transversales de los conductores (incluyendo su aislamiento) y el área transversal del interior del tubo. Esta relación se conoce como *factor de relleno*, y las NTIE (1981) inciso 306.7 señalan como valor máximo aceptable para este factor un 40%, aunque proyectos particulares pueden exigir valores menores.

Resulta conveniente mencionar los *factores de relleno* aceptados por las NTIE (1981) para dos casos típicos: uno y dos conductores en un ducto. Para un conductor puede ser de 55%. Para dos conductores se limita a un máximo de 30%. Esto se debe a que en el segundo caso la manera de tener cierta holgura para el cableado es que el diámetro

www.elsolucionario.net

interior del tubo sea un poco más amplio que la suma de los diámetros de los dos conductores. Por esta misma razón debe analizarse la conveniencia de invertir en ductos más amplios para facilitar el proceso de instalación.

En el apéndice No. 1 de las NTIE (1981) aparecen las cantidades máximas de conductores (de ciertos tipos de aislamiento), que pueden instalarse en diferentes tamaños de tubos.

Para facilitar el trabajo del proyectista se han incluido las tablas 5.2, 5.3 y 5.4. La Tabla No. 5.2 proporciona la sección total en mm^2 de uno hasta diez conductores de los utilizados más comúnmente en las instalaciones. Esta tabla es válida únicamente para conductores con aislamiento TW y TWH. En la tercera columna aparece el diámetro exterior de este tipo de conductores de tal forma que puede utilizarse para otro tipo de aslamientos que no sobrepasen el diámetro marcado.

En la Tabla No. 5.3 se presentan los valores correspondientes al 100%, 40%, 30% y 20% del área interior de la tubería conduit cédula 20. En la Tabla No. 5.4 se muestran los mismos porcentajes para los ductos cuadrados considerados típicos (esta información se puede utilizar para ductos con bisagra).

Suponiendo que los conductores son compatibles para alojarse en la misma canalización y que no hay más de diez del mismo calibre, se procede de la siguiente manera:

a) Utilizando la Tabla No. 5.2 se obtienen las secciones de los conductores de cada calibre y se hace la sumatoria total de secciones.

b) El resultado se compara con los valores de la columna del *factor de relleno* deseado de la Tabla No. 5.3 ó No. 5.4, según sea el caso. La tubería o ducto que debe especificarse será la que tiene la sección inmediata superior a la obtenida en el primer paso.

4.2. Arreglos en charolas.

El uso de charolas para la colocación de los cables facilita el trabajo de instalación y mantenimiento. La especificación correspondiente aparece en la sección 311 de las NTIE (1981).

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla No. 5.1. Capacidad de corriente de conductores de cobre aislado en Amperes (Reproducción de la tabla 302.4 de las NTIE, 1981).

Tipo de aislam.	THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW		RH, RHW, THW, THWN, DF, XHHW, RUH		PILC, V, MI		TBS, AVB SIS, THHW TA, SA, FEP THW, RHH EP, MTV, XHHW*	
Temp. máxima	60°C		75°C		85°C		90°C	
Calibre AWG/MCM	en tubo	al aire	en tubo	al aire	en tubo	al aire	en tubo	al aire
14	15	20	15	20	25	30	25	30
12	20	25	20	25	30	40	30	40
10	30	40	30	40	40	55	40	55
8	40	55	45	65	50	70	50	70
6	55	80	65	95	70	100	70	100
4	70	105	85	125	90	135	90	135
3	80	120	100	145	105	155	105	155
2	95	140	115	170	120	180	120	180
1	110	165	130	195	140	210	140	210
0	125	195	150	230	155	245	155	245
00	145	225	175	265	185	285	185	285
000	165	260	200	310	210	330	210	330
0000	195	300	230	360	235	385	235	385
250	215	340	255	405	270	425	270	425
300	240	375	285	445	300	480	300	480
350	260	420	310	505	325	530	325	530
400	280	455	335	545	360	575	360	575
500	320	515	380	620	405	660	405	660
600	355	575	420	690	455	740	455	740
700	385	630	460	755	490	815	490	815
750	400	655	475	785	500	845	500	845
800	410	680	490	815	515	880	515	880
900	435	730	520	870	555	940	555	940
1000	455	780	545	935	585	1000	585	1000

* El tipo XHHW puede ser directamente enterrado

Tabla 5.1. Capa

Tipo de aislam.	
Temp. máx.	
Calibre AWG/MCM	
14	
12	
10	
8	
6	
4	
3	
2	
1	
0	
00	
000	
0000	
250	
300	
350	
400	
500	
600	
700	
750	
800	
900	
1000	

Notas de la Tabla 5.1:

1. Los valores de la
conductores alojad

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 5.1. Capacidad de corriente de conductores de cobre aislado (continuación).

Tipo de aislam.	AVA, AVL		AI, SA, AIA		A, AA, FEPB	
Temp. máx.	110°C		125°C		200°C	
Calibre AWG/MCM	en tubo	al aire	en tubo	al aire	en tubo	al aire
14	30	40	30	40	30	45
12	35	50	40	50	40	55
10	45	65	50	70	55	75
8	60	85	65	90	70	100
6	80	120	85	125	95	135
4	105	160	115	170	120	180
3	120	180	130	195	145	210
2	135	210	145	225	165	240
1	160	245	170	265	190	280
0	190	285	200	305	225	325
00	215	330	230	355	250	370
000	245	385	265	410	285	430
0000	275	445	310	475	340	510
250	315	495	335	530	-	-
300	345	555	380	590	-	-
350	390	610	420	655	-	-
400	420	665	450	710	-	-
500	470	765	500	815	-	-
600	525	855	545	910	-	-
700	560	940	600	1005	-	-
750	580	980	620	1045	-	-
800	600	1020	640	1085	-	-
900	-	-	-	-	-	-
1000	680	1165	730	1240	-	-

Notas de la Tabla 5.1:

1. Los valores de la Tabla 5.1 son aplicables cuando se tienen, como máximo, 3 conductores alojados en una canalización o en un cable multiconductor. Para un

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

número mayor de conductores, deben aplicarse los siguientes factores de corrección (excepto en casos específicos en que se indique lo contrario):

Tabla 5.1.a. Factores de corrección por agrupamiento.

Número de conductores	% del valor indicado en la Tabla 5.1
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
más de 42	50

Cuando se instalen conductores de sistemas diferentes dentro de una canalización, los factores de corrección por agrupamiento anteriores solamente pueden aplicarse al número de conductores para fuerza y alumbrado.

En el caso de un conductor neutro que trasporte solamente la corriente de desequilibrio de otros conductores, como en el caso de circuitos normalmente equilibrados de tres o más conductores, no se debe afectar su capacidad de corriente con los factores indicados en esta tabla.

2. Los valores de la Tabla 5.1 deben corregirse para temperaturas ambiente (del local o del lugar en que se encuentren los conductores) mayores de 30°C, de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 5.1.b. Factores de corrección por temperatura ambiente.

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento en °C						
	60	75	85	90	110	125	200
31 - 40	0.82	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	-
41 - 45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	-
46 - 50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89	-
51 - 55	0.41	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	-
56 - 60	-	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61 - 70	-	0.35	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71 - 80	-	-	0.30	0.41	0.61	0.68	0.84
81 - 90	-	-	-	-	0.50	0.61	0.80
91 - 100	-	-	-	-	-	0.51	0.77
101 - 120	-	-	-	-	-	-	0.69
121 - 140	-	-	-	-	-	-	0.59

3. Los valores de la colu
aisladores, o bien sob
demás métodos de in

4. Cuando los conducto
encuentran instalado
deben limitarse a las

5. Cuando en un grup
máximas diferentes,
de ellas.

Tabla 5.2

Cal AWG ó MCM	Sección del cobre MCM	
14	1.107	
12	6.530	
10	10.38	
8	16.51	
6	26.50	1
4	41.74	2
2	66.37	3
1/0	105.5	5
2/0	133.1	6
3/0	167.8	8
4/0	211.6	1
250	250	1
300	300	1
350	350	1
400	400	2
500	500	2
600	600	3
750	750	3
1000	1000	5

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

3. Los valores de la columna "al aire" se refieren al caso de conductores instalados sobre aisladores, o bien sobre charolas ventiladas. En la columna "en tubo" se incluyen los demás métodos de instalación autorizados.

4. Cuando los conductores desnudos se usan como conductores de puesta a tierra y se encuentran instalados junto a conductores aislados, sus capacidades de corriente deben limitarse a las permitidas para los conductores aislados del mismo calibre.

5. Cuando en un grupo de conductores se tengan aislamientos para temperaturas máximas diferentes, la temperatura límite del grupo debe determinarse por la menor de ellas.

Tabla 5.2. Sección de conductores TW y TWH en mm^2.

Cal AWG ó MCM	Sección del cobre MCM	Sección del cobre mm^2	Diam. del conduc mm	Suma de las secciones para cada cantidad de conductores 1	2	3	4	5
14	1.107	2.08	3.43	9.2	18.5	27.7	37.0	46.2
12	6.530	3.31	3.91	12.0	24.0	36.0	48.0	60.0
10	10.38	5.26	4.52	16.1	32.1	48.1	64.2	80.2
8	16.51	8.37	6.10	29.2	58.5	87.7	116.9	146.1
6	26.50	13.30	7.82	48.0	96.1	144.1	192.1	240.1
4	41.74	21.15	9.04	64.2	128.4	192.6	256.7	321.9
2	66.37	33.63	10.57	87.8	175.5	263.3	351.0	438.7
1/0	105.5	53.48	13.44	142	284	425.6	567.5	709.3
2/0	133.1	67.43	14.61	168	335	502.9	670.6	838.2
3/0	167.8	85.05	15.90	199	397	595.7	794.2	992.8
4/0	211.6	107.2	17.37	237	474	710.9	947.9	1185
250	250	126.7	19.38	295	590	885	1180	1475
300	300	152.2	20.78	339	678	1017	1357	1696
350	350	177.6	22.07	383	765	1148	1530	1913
400	400	202.6	23.27	425	851	1276	1701	2127
500	500	253.1	25.43	508	1016	1524	2032	2540
600	600	303.7	28.22	626	1251	1876	2502	3127
750	750	379.3	30.89	749	1499	2248	2998	3747
1000	1000	506.7	34.80	951	1902	2853	3805	4756

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 5.2. Sección de conductores TW y TWH en mm^2 (continuación)

Cal AWG o MCM	Sección del cobre MCM	Sección del cobre mm^2	Diam. del condu mm	Suma de las secciones para cada cantidad de conductores 6	7	8	9	10
14	1.107	2.08	3.43	55.44	64.68	73.9	83.2	92.4
12	6.530	3.31	3.91	72.04	84.05	96.1	108.1	120.1
10	10.38	5.26	4.52	96.28	112.32	128.4	144.4	160.5
8	16.51	8.37	6.10	175.3	204.6	233.8	263.0	292.2
6	26.50	13.30	7.82	288.2	336.2	384.2	432.3	480.3
4	41.74	21.15	9.04	385.1	449.3	513.5	577.7	641.8
2	66.37	33.63	10.57	526.5	614.2	702.0	789.7	877.5
1/0	105.5	53.48	13.44	851.2	993.1	1135	1277	1419
2/0	133.1	67.43	14.61	1005.9	1173.5	1341	1509	1676
3/0	167.8	85.05	15.90	1191.3	1389.9	1589	1787	1986
4/0	211.6	107.2	17.37	1421.8	1658.8	1896	2133	2370
250	250	126.7	19.38	1769.9	2064.9	2360	2655	2950
300	300	152.2	20.78	2034.8	2374.0	2713	3052	3391
350	350	177.6	22.07	2295.3	2677.9	3060	3443	3826
400	400	202.6	23.27	2551.8	2977.0	3402	3828	4253
500	500	253.1	25.43	3047.4	3555.3	4063	4571	5079
600	600	303.7	28.22	3752.8	4378.3	5004	5629	6255
750	750	379.3	30.89	4496.5	5245.9	5995	6745	7494
1000	1000	506.7	34.80	5706.9	6658.0	7609	8560	9512

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 5.3. Sección transversal de tuberías conduit cédula 20.

Tuberias Conduit					
Diámetro		Area en mm^2			
Pulgadas	mm	100%	40%	30%	20%
1/2	13	195	78	58.5	39
3/4	19	340	136	102.5	68
1	25	555	222	166.5	111
1 1/4	32	975	390	292.5	195
1 1/2	38	1325	530	397.5	265
2	51	2175	870	652.0	425
2 1/2	64	3100	1240	930.0	620
3	75	4767	1907	1430.0	953
3 1/2	88	6375	2550	1912.5	1275
4	102	8250	3300	2475.0	1650

Tabla 5.4. Sección transversal de ductos cuadrados.

Nombre comercial	Dimensiones en mm	Area en mm^2 100%	40%	30%	20%
6.5 x 6.5	65 x 65	4225	1690	1267.5	845
10 x 10	100 x 100	10000	4000	3000.0	2000
15 x 15	150 x 150	22500	9000	6750.0	4500

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

CAPITULO 6. EL FACTOR DE POTENCIA

El objetivo de este capítulo es ofrecer una presentación que facilite el entendimiento de la presencia del *factor de potencia (f.p.)* en las instalaciones eléctricas, la manera de compensarlo y los efectos que tiene en la red de suministro.

Para entender por qué aparece el *f.p.* en las instalaciones eléctricas, se hace un análisis de los diferentes elementos que constituyen la carga de una instalación, incluyendo su participación en el consumo o aporte de energía.

1. El capacitor.

Se le denomina capacitor o condensador al elemento capaz de almacenar carga eléctrica. El comportamiento característico de este elemento se ilustra en la Figura 6.1. En ella se aprecia que al conectarle una pila la corriente sube casi instantáneamente hasta cierto valor pico, de donde desciende exponencialmente hasta cero (quedando cargado eléctricamente). Si se logra un arreglo (resistencia ajustable) que permita una disminución paulatina del voltaje de la pila, la corriente empezará a fluir en sentido contrario y llegará a un valor negativo máximo cuando el voltaje sea cero. Si un instante después se aumenta el voltaje en sentido contrario al anterior, la corriente empieza a regresar nuevamente a cero. Es decir, la corriente siempre va un paso adelante del voltaje, en otras palabras, en el capacitor la *corriente antecede al voltaje*.

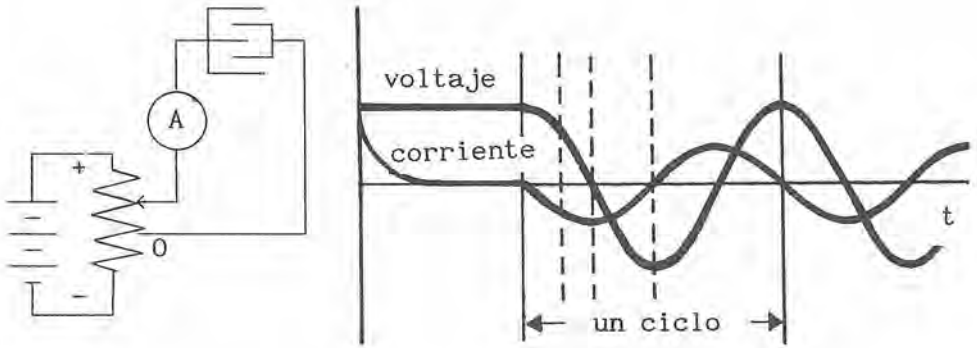


Figura 6.1. Efecto de la capacitancia en el voltaje y la corriente.

El voltaje que se establece en las terminales del condensador es precisamente función de la cantidad de carga eléctrica que se almacena.

www.elsolucionario.net

2. La inductancia.

En una inductancia la energía se almacena en forma de campo magnético. En este caso, si se aplica el voltaje de una pila a un elemento inductivo la corriente crece exponencialmente. Esta corriente establece un campo en el núcleo del inductor que se opone a los cambios súbitos. Este fenómeno provoca un retraso en el flujo de la corriente a través de la bobina.

Si al igual que en el caso anterior se tiene un arreglo de forma que se pueda disminuir el voltaje de la pila, se observa que la corriente también disminuye. Sin embargo en el momento en que el voltaje llega a cero, el campo magnético del inductor se opone a que la corriente sea cero e induce un voltaje que provoca que siga fluyendo.

En la Figura 6.2 se ilustra este fenómeno. En ella se aprecia cómo los cambios de corriente van atrasados con respecto a los cambios de voltaje, por lo que se puede decir que en una inductancia el *voltaje antecede a la corriente*.

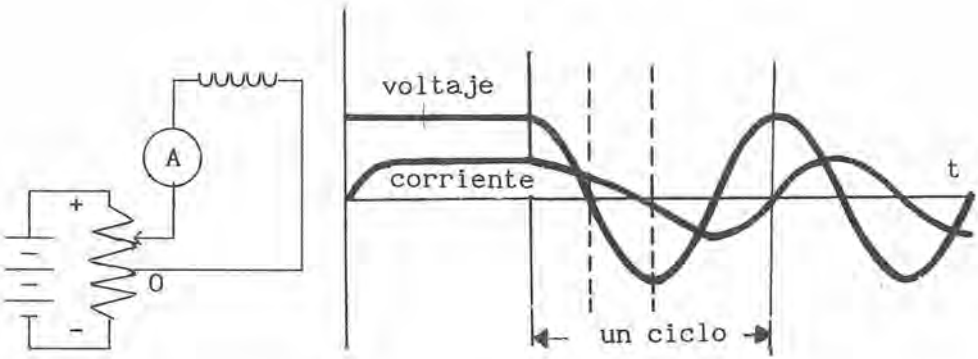


Figura 6.2 Efecto de la inductancia en el voltaje y la corriente.

Si se considera una capacitancia o una inductancia ideal conectada a una fuente de voltaje alterno (senoidal), el defasamiento de la corriente con respecto al voltaje será de 90° adelantada para el caso de la capacitancia, y 90° atrasada para el de la inductancia. De esta forma la corriente y el voltaje, en un circuito cualquiera, pueden tener un defasamiento eléctrico entre cero y 90° con la corriente antecediendo al voltaje, o viceversa.

3. Potencia activa.

Si se hace circular una corriente directa de valor constante a través de una resistencia (R), la energía eléctrica se transforma en energía térmica.

De acuerdo con la ley de Joule, la energía calorífica es igual a la potencia por unidad de tiempo "t". Se tiene:

www.elsolucionario.net

$$\text{Energía calorífica} = R \cdot I^2 \cdot t = P \cdot t \qquad (6.1)$$

A esta potencia "P", que interviene en el proceso de conversión de energía eléctrica a otra forma de energía (por ejemplo: calor o trabajo), se le conoce como *potencia activa*.

4. Potencia reactiva.

En el caso de un circuito con un elemento puramente capacitivo o inductivo, la energía no cambia de forma, sólo se almacena. En otras palabras, la fuente entrega energía al elemento capacitivo o inductivo, el cual la almacena y a su vez la entrega cuando la fuente se desenergiza. Si el circuito está conectado a una fuente de corriente alterna, la energía pasa de la fuente al capacitor (o inductor) en el primer cuarto de ciclo y regresa a la fuente en el siguiente.

A esta energía asociada a un capacitor ideal o a un inductor ideal se le conoce con el nombre de *reactiva*. De la misma manera se le llama *potencia reactiva* "Q" a la potencia capacitiva o inductiva que multiplicada por la unidad de tiempo produce este tipo de energía. Se le llama capacitiva cuando la corriente antecede al voltaje, e inductiva cuando el voltaje antecede a la corriente. Para ambos casos (con elementos ideales) existe un defasamiento de 90° con respecto a la *potencia activa*.

5. Potencia aparente.

Las instalaciones eléctricas son una combinación de elementos resistivos, inductivos y capacitivos, por lo que la potencia que se requiere tiene una componente *activa* y una *reactiva*. La suma vectorial de estas dos componentes se conoce con el nombre de *potencia aparente* "S".

Esta potencia es la que se utiliza para calcular las secciones de los conductores y los demás elementos de la instalación.

6. Analogía mecánica.

Para entender las tres potencias mencionadas se puede utilizar una analogía mecánica.

El trabajo mecánico está definido como el producto del incremento de la distancia por el vector fuerza en la dirección del desplazamiento: fuerza por distancia.

La potencia mecánica (*activa*) es igual a la tasa de producción de trabajo, o lo que es lo mismo, es el número de unidades de trabajo desarrolladas en la unidad de tiempo: fuerza por velocidad (distancia entre tiempo).

www.elsolucionario.net

Si la fuerza se aplica en una dirección diferente a la del movimiento, puede considerarse como la suma de dos vectores fuerza, localizados: uno en el eje de la dirección del movimiento, otro a 90° del primero. De estas componentes, sólo la primera (a lo largo del movimiento) produce trabajo.

Por esta razón, cuando crece el ángulo de aplicación de la fuerza, disminuye la componente *activa* y a su vez el trabajo producido. Por lo tanto, si se quiere conservar la misma velocidad, se requiere de la aplicación de una mayor fuerza (el aumento debe ser proporcional al coseno del ángulo de aplicación).

En una red eléctrica sucede un fenómeno similar: entre mayor sea el ángulo entre el voltaje (fuerza aplicada en la analogía) y la corriente (velocidad) se requerirá de más *potencia aparente* para suministrar la misma *potencia activa*.

7. Definición del factor de potencia.

En las instalaciones eléctricas normalmente se encuentran dispositivos que transforman la energía en calor o en trabajo junto con elementos inductivos y capacitivos que no desarrollan trabajo. Entonces prácticamente siempre existe un ángulo entre el voltaje y la corriente que se conoce como ángulo de fase. Es importante hacer notar que este ángulo está medido en el tiempo y no en el espacio.

De acuerdo con el Diccionario de Términos Eléctricos y Electrónicos del IEEE (1977), "el *factor de potencia* es el cociente de la relación del total de watts entre el total de volt-amperes RMS (root-mean-square, valor medio cuadrático o valor efectivo), es decir, la relación de la *potencia activa* entre la *potencia aparente*. Cuando la corriente y el voltaje son funciones senoidales y ϕ es el ángulo de defasamiento entre ellos, el coseno de ϕ es el *factor de potencia (f.p.)*". Entonces el *f.p.* depende del defasamiento entre el voltaje y la corriente, que a su vez depende de la carga conectada al circuito.

Por lo tanto, el *f.p.* es el factor que debe aplicarse a la *potencia aparente* para conocer la cantidad de ésta que se está utilizando para producir trabajo y/o calor. De esta forma, la *potencia activa* es igual al producto de los valores efectivos (RMS o cuadrático) del voltaje "V" y la corriente "I" por el coseno del ángulo de defasamiento entre ellos:

$$P = V \cdot I \cos \phi \qquad (6.2)$$

donde: ϕ = ángulo de fase entre el voltaje y la corriente

En la Figura 6.3 se muestra el diagrama vectorial donde aparece la *potencia aparente* "S" con sus dos componentes: la *potencia activa* "P" y la *potencia reactiva* "Q".

www.elsolucionario.net

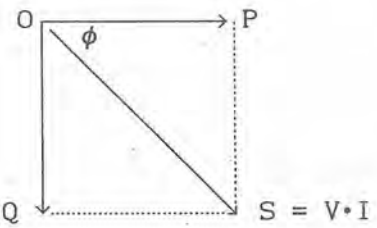


Figura 6.3. Diagrama vectorial de potencias.

De la figura se desprende que:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (6.3)$$

Entonces el *f.p.* será:

$$f.p. = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \qquad (6.4)$$

La carga de una instalación está constituida principalmente por equipos eléctricos (motores y transformadores) fabricados a base de bobinas (inductancias). Por esta razón es normal encontrar que predomine la carga inductiva sobre la capacitiva, es decir, generalmente la corriente está atrasada con respecto al voltaje, por lo que es más común oír hablar del *f.p.* atrasado.

Se define como positiva a la *potencia reactiva* generada por las centrales eléctricas o por bancos de capacitores y consumida por los usuarios.

8. Consecuencias de un factor de potencia bajo.

Para entender las consecuencias del *f.p.* bajo conviene considerar que la corriente que circula en los conductores puede descomponerse matemáticamente (no físicamente) en dos componentes: una que coincida con la *potencia activa* y otra con la *potencia reactiva*.

Es decir:

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \qquad (6.5)$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$f.p. = \cos \phi = \frac{I_a}{I} = \frac{I_a}{\sqrt{I_a^2 + I_r^2}} \qquad (6.6)$$

donde:

I = corriente total.
I_a = componente activa de la corriente (en fase con el voltaje).
I_r = componente reactiva atrasada 90° con respecto al voltaje.

El *f.p.* disminuye o aumenta de acuerdo con la función coseno del ángulo de fase. Si se tiene una carga donde el defasamiento de la corriente (atrasada) con respecto al voltaje es muy cercano a 90°, el *f.p.* será muy cercano a cero y la componente reactiva de la corriente será muy grande comparada con la componente activa.

8.1. Incremento de pérdidas en las líneas de transmisión o distribución.

Para una carga en kW (activa) dada, la corriente total que circula por las líneas de transmisión y distribución será mayor para un *f.p.* bajo que para otro cercano a la unidad. El *f.p.* bajo provoca que se incrementen notablemente las pérdidas por efecto Joule (caloríficas) en las líneas ya que crecen con el cuadrado de la corriente.

$$\text{Pérdidas} = R \cdot I^2 \qquad (6.7)$$

8.2. Deficiente regulación de voltaje.

Considerando que una línea de transmisión (incluyendo transformadores) tiene una impedancia "Z", la caída de voltaje a lo largo de la línea será igual al producto de la impedancia por la corriente:

$$\Delta V = Z \cdot I = V_o - V_n \qquad (6.8)$$

donde:

V_o = volts al principio de la línea
V_n = volts nominales que recibe el usuario

La regulación de voltaje se define en % como:

$$\% \text{ de } R = \frac{V_o - V_n}{V_n} \cdot 100 \qquad (6.9)$$

www.elsolucionario.net

De esta manera para una misma impedancia la regulación de voltaje será más deficiente entre mayor sea la corriente total. Es decir, para una misma cantidad de kilowatts la regulación de voltaje tendrá un mayor rango de fluctuación entre menor sea el *f.p.*. Entonces un *f.p.* bajo tiene como consecuencia una deficiente regulación del voltaje.

8.3. Inversión inicial alta.

Los equipos que componen un sistema eléctrico de potencia están generalmente diseñados para suministrar su capacidad con cierto *f.p.* (es normal que en los generadores sea de 0.8 atrasado). Entonces cuando el *f.p.* es menor al de diseño se requiere de mayor *potencia aparente* (kVA's) para suministrar la componente *reactiva* y debido a la capacidad de corriente que tienen los equipos, se hace necesario reducir (en proporción directa) la cantidad de kilowatts generados y transmitidos.

El disminuir el *f.p.* de diseño representa un aumento de la sección de cobre para permitir la circulación de una corriente mayor, por lo tanto el costo por kilowatt de un generador es más alto mientras más bajo sea su *f.p.* nominal.

Esta situación se presenta igualmente en el resto de los equipos que constituyen una red eléctrica. Entonces la inversión inicial de una red crece conforme su *f.p.* de diseño disminuye.

8.4. Penalizaciones por bajo factor de potencia.

Debido a las razones expuestas en los incisos anteriores, todas las compañías de suministro eléctrico establecen un *f.p.* límite (ligeramente por encima del de diseño de la red) y penalizan económicamente a los usuarios cuya carga tenga un *f.p.* menor.

9. Compensación del factor de potencia.

Las instalaciones eléctricas industriales cuya carga está compuesta principalmente por motores de inducción tienen un *f.p.* atrasado. Por esta razón resulta necesario compensar la carga inductiva con carga capacitiva.

La solución que normalmente resulta más económica y sencilla es la colocación de bancos de capacitores que proporcionen los kVA's reactivos necesarios para que el *f.p.* esté por arriba de lo estipulado en el contrato de suministro. De hecho las mismas compañías suministradoras utilizan este sistema para compensar el *f.p.* de su red de transmisión y distribución.

El *f.p.* también puede ser compensado utilizando motores síncronos en lugar de motores de inducción, pero una vez definidos los kilovars (kVA reactivos) necesarios, el problema requiere más bien de un análisis económico que técnico.

La cantidad de kvar necesarios para mejorar el *f.p.* se obtiene a partir de la *potencia reactiva* requerida por los equipos que constituyen la instalación. En muchas ocasiones esto se hace con la medición del primer mes de operación de los equipos. Considérese que las condiciones iniciales son:

www.elsolucionario.net

$$S_1 = \frac{P}{\cos \phi_1} ; \qquad Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P^2} \qquad (6.10)$$

y las condiciones de operación que se desean son:

$$S_2 = \frac{P}{\cos \phi_2} ; \qquad Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P^2} \qquad (6.11)$$

Entonces resulta que el banco de capacitores a instalar deberá suministrar una *potencia reactiva* trifásica:

$$Q = \sqrt{3}\ V \cdot I = Q_1 - Q_2 \qquad (6.12)$$

donde:

V = voltaje nominal aplicado al banco de capacitores.
I = corriente que debe circular por el banco.

De esta manera quedan definidas las especificaciones eléctricas del banco de capacitores.

Puede ser necesario considerar valores de capacitancia escalonados para prever las variaciones normales de carga. Es también importante vigilar el comportamiento del voltaje, sobre todo si existen muchas maniobras de conexión y desconexión cercanas a los capacitores.

10. Ubicación de los capacitores.

El banco de capacitores puede colocarse en diferentes lugares. Considérese el diagrama de la Figura 6.4 en la cual se muestran los lugares donde puede colocarse un banco de capacitores que compense la *potencia reactiva* del motor.

En la posición 4 se compensa el *f.p.* precisamente en el lugar donde se requiere la *potencia reactiva*. De esta manera la sección de los conductores del resto de la instalación puede calcularse sin considerar la corriente reactiva que consume el motor, ya que se está generando en el mismo lugar donde se consume. Sin embargo, el costo de instalación resulta alto si se decide colocar un banco de capacitores para cada motor de una instalación eléctrica donde existan varios motores. La posición 3 es prácticamente igual a la 4.

www.elsolucionario.net

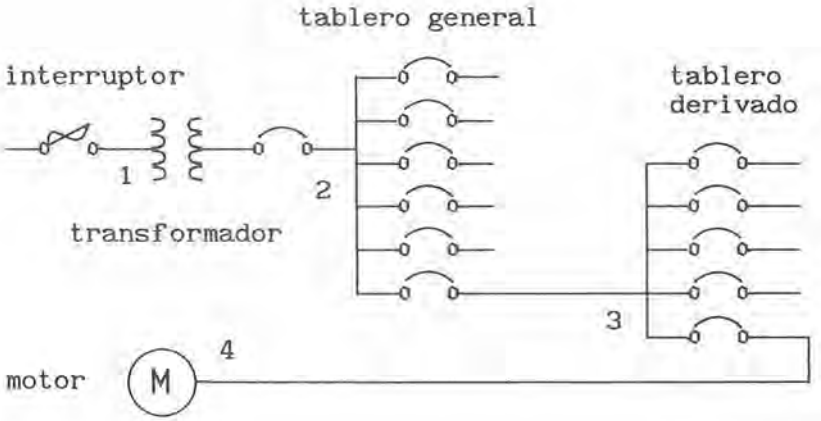


Figura 6.4. Diagrama unifilar simplificado de una instalación.

En las posiciones restantes la colocación del banco de capacitores es en el lado de alta o en el de baja tensión del transformador.

Del análisis de la ecuación de la potencia del transformador en KVA: $S = V \cdot I$, se desprende que ésta es directamente proporcional a la corriente "I". Entonces si se opta por la posición con el número 1, la especificación del transformador tiene que incluir la suma de las componentes activa y reactiva de la corriente, mientras que en la posición 2 sólo circula por él la corriente activa del motor. Esta última solución también constituye una forma para aumentar la capacidad instalada de transformadores por los cuales circula una gran corriente inductiva.

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

CAPITULO 7. CRITERIOS PARA LA ESPECIFICACION DE CENTROS DE CARGA

Por centro de carga se entiende el conjunto de elementos agrupados en determinado lugar desde donde se controla la alimentación de energía eléctrica de una instalación o de una zona (sección o rama). Puede tratarse de solamente un tablero que contenga todos los elementos, o también puede ser un conjunto de interruptores, instrumentos de medición y otros dispositivos colocados en un muro y que juntos desarrollen la función de controlar la distribución de la energía a circuitos derivados. A continuación se describen estos arreglos de diferentes centros de carga.

1. Tablero de circuitos derivados.

Por tablero eléctrico se entiende un gabinete metálico con un circuito de alimentación que contiene los elementos necesarios para la distribución de energía eléctrica a varios circuitos llamados derivados. Para calcular la carga consultar el capítulo 4 y el apéndice.

El centro de carga compacto o tablero de marco metálico se fabrica en distintos tamaños y formas. Tiene por lo general un sistema de barras para las fases (1, 2 ó 3), y una barra para el neutro. Las barras de las fases están provistas con conexiones o terminales para recibir interruptores termomagnéticos de uno, dos o tres polos, para la alimentación de circuitos monofásicos, bifásicos o trifásicos.

De acuerdo con el párrafo 405.19 de las NTIE (1981), el número de circuitos derivados monofásicos está limitado a 42 por tablero, es decir, pueden tener 14 salidas por fase (lo que corresponde a la disponibilidad comercial). Es conveniente tener un interruptor principal para el control y protección de la alimentación del tablero, que puede estar incluido en el arreglo de las barras o colocado por separado.

2. Centro de carga con derivaciones individuales en caja.

Este tipo de centro de carga consiste en un arreglo de un interruptor general (puede ser tipo navajas y fusibles) en un módulo metálico colocado en un muro junto con otros interruptores similares (cada uno en una caja metálica) de menor corriente nominal. Del interruptor general sale la alimentación a los interruptores derivados a través de conexiones que están alojadas en tuberías o ductos. Probablemente se considere más adecuado un centro compacto, pero el arreglo anterior construido de acuerdo con las normas es perfectamente válido.

3. Centro de carga a prueba de explosión.

Generalmente no se dispone de tableros totalmente sellados, pues resultan muy caros, de tal forma que si el centro de carga va a estar en un recinto con peligro de explosión se requiere que los elementos que lo constituyen sean sellados y a prueba de explosión.

www.elsolucionario.net

La interconexión entre estos elementos debe hacerse con conductores aislados, cuidando que en cada tornillo no haya más de dos conductores. Además, todas estas conexiones deberán estar entubadas y perfectamente selladas a prueba de explosión. Es conveniente conectar los elementos de los dos extremos entre sí para asegurar doble alimentación en caso de que se afloje alguna conexión.

4. Centro de control de motores.

En áreas de producción u otras en donde se requiere alimentar varios motores se utiliza un tablero de distribución que contiene todos los elementos necesarios para la instalación y el control de estos motores, que comercialmente se conoce como centro de control de motores (CCM).

El diagrama unifilar de un CCM es bastante sencillo (ver sección 13 del capítulo 2): un sistema de barras es alimentado por un interruptor general o principal, y de este sistema de barras se derivan circuitos particulares que alimentan varias cargas (principalmente motores). La derivación para un motor se hace a través de un arrancador cuyas funciones consisten en: proteger al motor y al alimentador contra cortocircuito (interruptor termomagnético o fusible) y contra sobrecarga (relevador térmico), y controlar el arranque y paro del motor (ver sección 4 del capítulo 2).

Los arrancadores se construyen según los tamaños de los motores. Cada fabricante define las dimensiones de las secciones de tableros (unidades modulares) necesarias para alojar las unidades de arrancadores.

Para especificar un CCM es necesario elaborar un listado de las unidades por controlar –según el diagrama unifilar– y asignar espacios físicos para cada arrancador según su tamaño, y también para la conexión de alimentación con los equipos de medición y protección que se requieran.

El número máximo de arrancadores por cada CCM está limitado a 14 circuitos derivados por fase (tamaños comerciales), pero resulta conveniente instalar entre 10 y 12 motores trifásicos por cada CCM. Además, el CCM puede tener algún interruptor termomagnético que alimente cierta carga que no requiera de un arrancador.

Los CCM pueden incluir elementos adicionales de control, como pueden ser las condiciones que deben cumplirse –o las que no deben estar presentes– antes del arranque de cierto motor. Estas condiciones se traducen en señales eléctricas por medio de sensores y relevadores que se colocan en algún espacio separado del CCM.

5. Tableros generales.

Los tableros generales normalmente van colocados en subestaciones o cuartos especiales para ubicar equipo eléctrico. Su alimentación se hace por medio de barras o cables directamente del secundario del transformador. Por lo general son autosoportados y para su operación y mantenimiento requieren de espacio de circulación en la parte posterior.

Los aspectos que deben vigilarse para su diseño son:

www.elsolucionario.net

– Distancias de seguridad tanto interiores como exteriores al tablero.

– Adecuada sección transversal de las barras para las corrientes que circularán por ellas.

– Soportes y aisladores suficientemente robustos y fijados rígidamente para soportar posibles corrientes de cortocircuito.

– Equipos e instrumentos aislados para evitar corrientes indeseables y suficiente rigidez mecánica para evitar deformaciones o deterioros por cortocircuito.

– Protecciones adecuadas (capítulo 9).

En el diseño, fabricación y operación de estos tableros debe tenerse presente la inclusión de mecanismos y letreros que restrinjan el acceso.

6. Distribución de la carga por tableros.

En esta etapa, el proyectista ya debe tener una idea clara de las cargas por abastecer, ya sea que exista una carga de motores importante o de otros equipos que no sean alumbrado y contactos de servicio normal, o que exista alambrado para servicios de emergencia que requieran canalizaciones y tableros completamente separados (NTIE. 513.15).

Conviene empezar definiendo los tableros para equipos que requieran de diseño especial; después separar la carga por zonas o necesidades de operación.

Por lo que respecta a tableros de alumbrado y contactos deben considerarse por separado y cuidar que tengan un área de servicio bien definida. Por ejemplo en edificios de varios niveles se coloca un tablero por cada piso y por cada área.

La asignación del área o zona a un tablero es decisión del proyectista, pero debe considerar los siguientes elementos: necesidades de control de los circuitos en el área, cantidad de circuitos derivados, la longitud de los circuitos derivados y las facilidades para la localización del tablero.

Resulta más costoso tener circuitos derivados largos, cuyos calibres deben evitar caídas de voltaje mayores a las permitidas, que tener un solo circuito que alimente un centro de carga para un área pequeña. El único gasto extra en este caso es el marco del centro de carga porque los interruptores termomagnéticos derivados son los mismos para uno y otro tablero.

Para la distribución de cargas en los CCM's –centros de control de motores– se debe contemplar lo siguiente: requerimientos específicos del proceso (o giro comercial), necesidades de control centralizado por áreas, cantidad de cargas del área, ambiente del lugar –polvo excesivo, intemperie o presencia de gases–, espacio para la colocación, similitud entre las capacidades de las cargas conectadas, longitud de los circuitos derivados, y por último, consideraciones relativas a protección contra incendio y pólizas de seguro, de acuerdo con el tipo de inmueble.

www.elsolucionario.net

En caso de áreas donde exista peligro de explosión, los requisitos son mucho mayores, y toda la instalación debe cumplir con especificaciones especiales. Por lo general los CCM's se colocan en un cuarto destinado exclusivamente para ellos.

7. Distribución de la carga por circuitos.

Al decidir la asignación de cargas a los diferentes circuitos deben tenerse presentes las necesidades lógicas y económicas.

La sección 202.10 de las NTIE (1981) establece las características de la carga de cada circuito. Ahí se explica la conveniencia de utilizar circuitos separados de alumbrado (NTIE-202.10a).

Normalmente para áreas habitacionales se usan circuitos de 20A como máximo; en industrias se pueden usar circuitos con cargas múltiples hasta 50A. Las salidas para usos especiales deben tener su propia alimentación y protección. Es posible que aunque algunos circuitos queden con muy poca carga convenga tenerlos alimentados por separado (por ejemplo, dos focos de alumbrado en una torre lejana).

De este modo se van decidiendo grupos de carga que constituyen los circuitos del tablero. Después es recomendable establecer un sistema para asignarles un lugar físico en el tablero.

Si se trata de un tablero monofásico se pueden asignar números al azar. Para el caso de tableros bifásicos, se divide la carga en dos, de tal manera que con la combinación de los circuitos se obtenga una diferencia mínima entre las cargas conectadas a cada fase.

Para los tableros trifásicos es común dividir la carga total entre tres para conocer el valor exacto de equilibrio. Después se hacen 3 grupos cuyos circuitos puedan combinarse para que las sumatorias respectivas sean lo más cercano al valor de equilibrio. El desbalanceo entre las 3 fases debe ser menor a 5%, y se calcula con la siguiente relación:

$$\frac{S_M - S_m}{S_p} \cdot 100 < 5\% \qquad (7.1)$$

en donde:

S_M = Voltamperes de la fase más cargada.
S_m = Voltamperes de la fase menos cargada.
S_p = Voltamperes de la fase promedio (carga total entre tres).

También puede utilizarse en el cálculo anterior los Amperes (si el voltaje se considera constante).

Se puede planear la carga de alumbrado en forma alternada, para cuando se quiere tener la posibilidad –durante los días no hábiles– de disminuir el nivel de iluminación en forma

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

considerable. Esto se facilita utilizando una numeración consecutiva de las cargas de alumbrado y colocando en un lado del tablero los números impares y en el otro lado los pares.

La decisión de colocar o no un interruptor principal o general se toma de acuerdo con los criterios planteados en el capítulo 9.

Si se requiere dejar circuitos de reserva para el futuro, deben considerarse como si ya existiesen, sumándolos a la carga total del tablero para especificar el alimentador y su protección. Los interruptores derivados de reserva se pueden colocar sin conectar o solamente dejar los espacios correspondientes. Los interruptores termomagnéticos derivados deben cumplir con las tres funciones: control (conexión y desconexión), protección contra cortocircuito (corrientes muy altas), y protección contra sobrecarga (corrientes ligeramente mayores a la corriente nominal).

8. Localización de los centros de carga.

Para ubicar un centro de carga en un área que tiene varias cargas dispersas, se recomienda encontrar el punto de la instalación denominado centro de peso de la carga. Este punto es aquél que cumple con la condición de que la suma de todos los productos de la corriente de cada carga por su distancia al centro de peso es la mínima.

Por lo general este punto no resulta accesible para la colocación física del centro de carga, pero puede buscarse un lugar próximo adecuado que de preferencia se acerque a la alimentación.

A continuación se plantea el procedimiento para encontrar el centro de peso de la carga:

a) En el plano constructivo del área considerada se define un sistema de ejes cartesianos y se obtienen las coordenadas (X,Y) para cada carga (con respecto a esta referencia).

b) Entonces, utilizando las siguientes expresiones se obtienen las coordenadas del punto donde se cumple la condición planteada para el centro de peso de la carga:

$$X_m = \frac{\sum_1^n X_j \cdot I_j}{\sum_1^n I_j} \; ; \qquad Y_m = \frac{\sum_1^n Y_j \cdot I_j}{\sum_1^n I_j} \qquad (7.2)$$

donde:

j = 1,..., n
I_j = Corriente de cada carga.
X_j, Y_j = Coordenadas de cada carga.

www.elsolucionario.net

Se puede utilizar la potencia en vez de la corriente cuando las cargas tienen el mismo número de fases y se considera el voltaje constante. Para pocas cargas, estos cálculos se pueden realizar a mano, pero también se puede elaborar un programa de computadora, que evitar cálculos repetitivos.

9. Ejemplo de especificación de un tablero de alumbrado y contactos.

a) Planteamiento de necesidades de la instalación de una oficina:

- 14 salidas para alumbrado de tipo general con 125 watts por salida (NTIE 202.4a.1, 1981).
- 9 salidas para contactos de tipo general con 180 watts por salida (NTIE, 1981).
- 24 unidades fluorescentes de 2 x 38 watts "slim line" con 110 VA por unidad (incluyendo la eficiencia y el factor de potencia de la balastra).
- 6 contactos de 10 A para instalar equipos de oficina (copiadoras, cafeteras, etc.). Se les asocia un factor de demanda de 35%.
- Una unidad de aire acondicionado trifásica de 18 Amperes.
- 5 unidades incandescentes de 150 watts para alumbrado exterior.

b) Resumen de carga y asignación de tipo:

Tipo 1.	14 x 125 =	1750	
Tipo 2.	9 x 180 =	1620	
Tipo 3.	24 x 110 =	2640	
Tipo 4.	6 x 10 x 127 x 0.35 =	2667	
Tipo 5.	1.73 x 18 x 220 =	6858	
Tipo 6.	5 x 150 =	750	
Total de cargas		16285	VA.

Se considera una reserva de 2400 VA y 3 espacios vacíos para 3 interruptores termomagnéticos (uno por cada fase).

c) /Distribución por circuitos.

Para la unidad de aire acondicionado se especifica un interruptor de 3 x 30 A (se supone que tiene un motor trifásico que requiere este interruptor como mínimo). Las protecciones del motor están dentro de la misma unidad y el alimentador queda protegido por este interruptor.

El alumbrado exterior se coloca sobre un circuito separado para facilidad de control. Los contactos tipo 4 de 10 A se dividen en dos circuitos: 3 contactos por cada circuito. Los contactos de tipo general (tipo 2) se dividen en dos circuitos: 4 y 5. Las unidades fluorescentes se dividen según las facilidades de cableado en 9, 9 y 6, y utilizando las mismas canalizaciones se agrupan las unidades incandescentes de tipo 1 en 6, 4 y 4 respetando el orden.

d) Armado de los circuitos.

www.elsolucionario.net

3 de 2286 VA – interruptor 3 x 30 A	– tipo 5
1 de 750 W – 1 x 15 A	– tipo 6
2 de 1334 VA – 1 x 20 A	– tipo 4
1 de 720 VA – 1 x 15	– tipo 2
1 de 900 VA – 1 x 15	– tipo 2
1 de 990 + 750 = 1740 VA - 1 x 15A	– tipo 3 + tipo 1
1 de 990 + 500 = 1490 VA - 1 x 15A	– tipo 3 + tipo 1
1 de 660 + 500 = 1160 VA - 1 x 15A	– tipo 3 + tipo 1

Se requiere de 17 espacios: 11 circuitos derivados, 3 espacios para reserva y 3 espacios para el interruptor principal. La carga total es:

16,285 + 2400 = 18,685 VA.

e) Balanceo de fases.

Para balancear el tablero se procede de la siguiente manera:

La carga trifásica no requiere de balanceo. Para la reserva simplemente se dejan los espacios vacíos. Entonces se tiene que balancear solamente los ocho circuitos restantes: colocar 3, 3 y 2 circuitos sobre las fases A, B y C. A continuación se presenta una combinacion:

Fase A:	1334 + 750 + 900	= 2894 VA.
Fase B:	1334 + 720 + 1160	= 3214 VA.
Fase C:	1740 + 1490	= 3230 VA.

Por lo general, las empresas de ingeniería disponen de formatos donde se colocan todos los datos referentes a un cuadro de carga. En el Anexo A de este capítulo se presenta un cuadro con todos los datos de este ejemplo.

El interruptor principal será de:

$$\frac{18685}{\sqrt{3} \times 220} = 49 \text{ A.}$$

Debido a la presencia del motor, es probable que si éste arranca en el momento en que están siendo alimentadas todas las otras cargas, el interruptor de 50 A opere. Por esta razón se especifica el tamaño siguiente, o sea, el de 70 A.

En relación con los circuitos 7 y 9 (Anexo A) es conveniente que los contactos de tipo 4 soporten cargas más fuertes en caso de que se presenten arranques más pesados. Por esto se incluyen interruptores termomagnéticos de 20 A y los conductores de estos circuitos deben ser por lo menos de calibre # 10 AWG. Los calibres de los conductores se calculan conforme al procedimiento del capítulo 5.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

10. Ejemplo de especificación de un centro de control de motores.

Supónganse las necesidades de cierta área de una industria como se muestra en el diagrama unifilar del CCM # 2, presentado en la Figura 7.1.

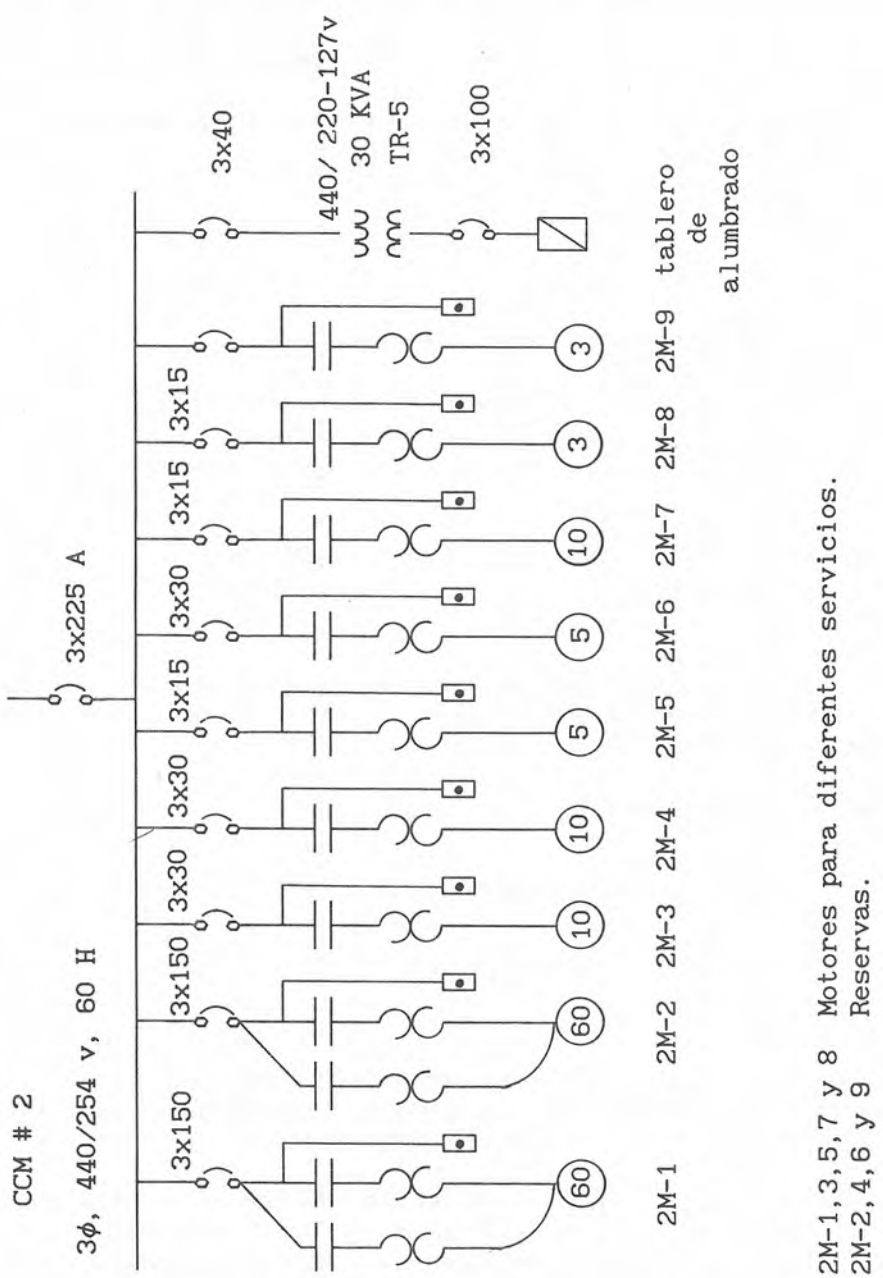


Figura 7.1. Diagrama unifilar de un centro de control de motores.

www.elsolucionario.net

En el Anexo B se presenta un formato para la especificación de CCM's. En la parte de abajo se hace el listado de los motores. En nuestro caso aparecen solamente motores tipo *jaula de ardilla* más un transformador trifásico.

Los motores de 60 HP son de tipo devanado partido (o bipartido) requeridos por el tipo de instalación. Con base en la información de los fabricantes (en este caso SQUARE'D) se asignan los tamaños físicos de los arrancadores de cada motor o unidad por alimentar.

En el listado se deben incluir todos los datos de los motores y de los arrancadores, y los requerimientos para la instalación y operación. En la parte superior se listan los datos de identificación.

Considerando los criterios relativos a las necesidades del proceso (secuencias), tamaños de los arrancadores, combinación de los espacios físicos, posición de la alimentación y salidas –arriba o abajo–, se asignan los espacios para el arrancador de cada motor.

Si se prevén expansiones futuras, es recomendable considerarlas solamente para el alimentador e interruptor general. Es fácil prever el espacio físico para otros módulos. En el ejemplo presentado el factor de demanda depende de que los motores 2M-2, 2M-4, 2M-6 y 2M-9 son de respaldo. Se requiere que trabaje solamente uno a la vez.

Las formas presentadas en los Anexos son una sugerencia para los proyectistas. Se puede prescindir del diagrama unifilar de la Figura 7.1 si la información en el Anexo B es completa.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

ANEXOS

Anexo A. Formato para cuadro de cargas de un tablero.

Tablero de *alumbrado y contactos* No. *TB* Tipo *NAI3-18-4A8* Interruptor principal *3x70* A.

Zapatas principales ___ amperes. Tensión *220/127* volts, *3* fases, *4* hilos,

Circuitos derivados *1* de *3x30* amperes., *2* de *1x20* amperes., *6* de *1x15* amperes.,

___ de ___ amperes. Reserva ___ de ___ amperes. Localización del tablero ___

Long mts	Calibre[a]	Amps	VA circ	Carga Tipo	Carga Cant	Int Amp	No circ	Barras A B C	No circ	Int Amp	Carga Tipo	Carga Cant	VA circ	Amps	Calibre[a]	Long mts
						0	1		2	0			2286			
			alimentación al tablero			x	3		4	x	5	1	2286	18		
						(3)	5		6	(3)			2286			
		10.5	1334	4	3	20	7		8	15	6	5	750	5.9		
		10.5	1334	4	3	20	9		10	15	2	4	720	5.67		
		11.7	1490	341	946	15	11		12	15	341	946	1740	13.7		
		7.08	920	2	5	15	13		14							
		9.13	1160	341	641	15	15		16							
							17		18							
							19		20							
							21		22							
							23		24							

Fase A *5270* VA Fase B *5300* VA Fase C *5516* VA Desbalanceo *0.5* % Carga total *16286* VA

Corriente total *49* amperes.[c] Alimentado desde ___ con[b] ___/fase.

[a] Caída de tensión de ___ % [b] Caída de tensión de ___ % [c] Factor de carga *1*

http://gratislibrospdf.com/

CCM No *2*
Marca ___
Reg. SIC. [illegible]

(12")30
(24")60
(36")90
(48")120
(60")150
(72")180
(78")195

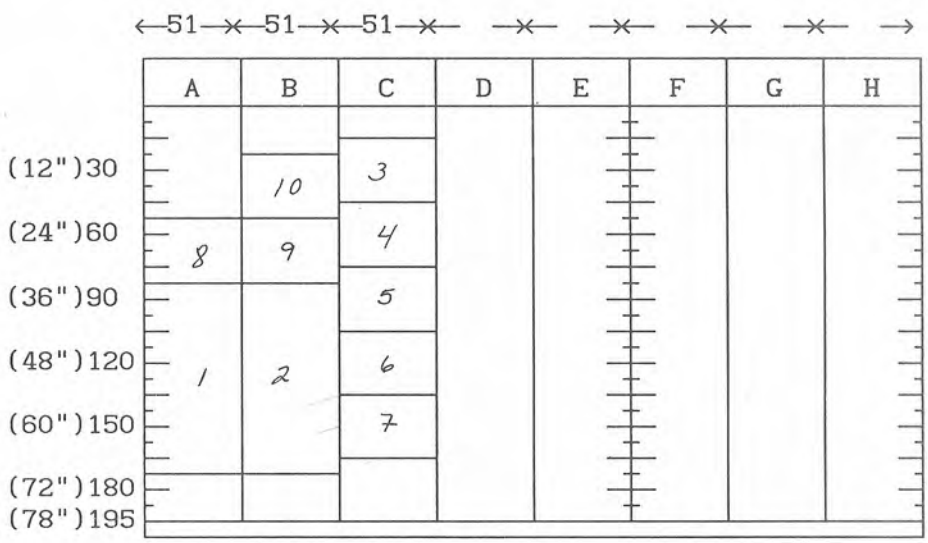
Profundidad
Gabinete N
Cableado N
Alimentado
con ___ h
Tipo de co
X con acce
Accesorios
X vóltmet
X ampérme
X conmuta
___ watt-me

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Anexo B. Formato para la especificación de CCM's

CCM No 2 Localizado en _____ Fecha 19 abril 89
Marca _____ Modelo _____ Clase _____
Reg. SIC. DGE. _____



Profundidad de las secciones 51(20"). Longitud total 103cm
Gabinete NEMA 1 Tensión 440 volts. Fases 3 Hilos 4 Hz 60
Cableado NEMA clase I __A xB __C clase II __A __B __C
Alimentador llega a sección A parte xsup. __inf.
con ____ hilos col. _____/Fase (3) y neutro col. _____
Tipo de construcción __respaldo-respaldo __respaldo-muro
xcon acceso posterior.

Accesorios

x vóltmetro	___transformador corriente
x ampérmetro	___transformador potencial
x conmutador	x transformador control 110 volts.
___watt-metro	___watthorímetro

Caída de tensión de ___ % b Caída de tensión de ___ % c Factor de carga 1
Corriente total 49 amperes. c Alimentado desde _____ con b _____/fase.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Anexo B. Formato para la especificación de CCM's (continuación)

MOTOR						ARRANCADOR			INTERRUPTOR		CALIBRE DE CONDUCTORES			OBSERVACIONES
Lugar	Identificación	Fase	Hilos	HP	Amperes		NEMA	tipo (1)	elemento térmico	Amperes		Fase	Tierra	Control	
					nominal	arranque				nominal	marco				
1	2M-1	3	3	60	73.5	435	4	DP	C-51	150	225			12	demanda bipartida
2	2M-2	3	3	60	73.5	435	4	DP	C-51	150	225			12	demanda bipartida
3	2M-3	3	3	10	13.8	75	1	TP	B-22	30	100			14	
4	2M-4	3	3	10	13.8	75	1	TP	B-22	30	100			14	
5	2M-5	3	3	5	7.1	45	1	TP	B-9.1	15	100			14	
6	2M-6	3	3	5	7.1	45	1	TP	B-9.1	15	100			14	
7	2M-7	3	3	10	13.8	75	1	TP	B-22	30	100			14	
8	2M-8	3	3	3	4.57	30	0	TP	B-6.85	15	100			14	
9	2M-9	3	3	3	4.57	30	0	TP	B-6.25	15	100			14	
10	TR-5	3	3	—	39.4	—	—	—	—	40	100			—	30 KVA
	Capacidad instalada = 191.4 KVA								Corriente instalada			= 251 amperes			
	Corriente de régimen = 1.25 × corriente del motor más grande + suma de las corrientes del resto de los equipos.								I_{REG} = 1.25 × 73.5 + (13.8 + 13.8 + 7.1 + 4.57 + 39.4) = 170.5 amperes						

http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

CAPITULO 8. CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Se puede decir que un cortocircuito es el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurre por accidente. Aún en las instalaciones con las protecciones más sofisticadas se producen fallas por cortocircuito. Las corrientes elevadas, así como las fuerzas electrodinámicas –atracción y repulsión entre conductores– que se producen con un cortocircuito, pueden provocar daños importantes en la instalación y en los equipos.

El objetivo del estudio de cortocircuito es calcular el valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece el cortocircuito. Esto permite determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de la corriente.

Los efectos de un cortocircuito dependen directamente de la energía que tiene que ser disipada (por el arco):

$$W_{cc} = \int_{o}^{t} v \cdot i \; dt \qquad (8.1)$$

donde:

v = Voltaje en los extremos del arco o del elemento considerado.
i = Corriente de cortocircuito.
t = Tiempo que permanece la condición de cortocircuito.

Esta expresión no incluye la energía calorífica disipada a través de todos los conductores por los que circula la corriente de cortocircuito.

La magnitud de una falla de cortocircuito puede ser tal que produzca explosiones y provoque la destrucción de equipos completos –tableros, transformadores e interruptores, entre otros–, pero sobre todo puede producir condiciones de peligro para las personas que estén próximas a la instalación.

Es conveniente hacer notar que el diseño de ampliaciones o modificaciones a una instalación debe, además de contemplar las condiciones normales de operación, incluir un análisis de los cambios que sufre el nivel de la corriente de falla de cierto punto.

www.elsolucionario.net

1. Protección contra cortocircuito.

Se dice que una instalación está preparada para soportar cortocircuitos cuando sus elementos cumplen con las siguientes características:

a) Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima fuerza posible.

b) Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda ocurrir.

c) Rapidez de respuesta del sistema de protecciones para interrumpir y aislar la zona donde aparezca un cortocircuito.

d) Capacidad de los interruptores para disipar la energía del arco.

Las protecciones de toda instalación deben estar diseñadas para operar con seguridad en condiciones extremas y para aislar las partes dañadas, de tal forma que pueda continuar funcionando el mayor número de equipos no cercanos a la falla.

En caso de falla, el flujo de corriente en cualquier punto del sistema está limitado por la impedancia de los circuitos y de los equipos desde las fuentes de la corriente hasta el punto de la falla, y no tiene relación alguna con la carga del sistema. Resulta claro que para poder especificar los elementos de un circuito, diseñar el sistema de protección y coordinar debidamente estas protecciones es necesario conocer el valor de la corriente de cortocircuito en cada punto de la instalación.

En instalaciones complejas con varios niveles de tensión y algunos otros elementos especiales, los cálculos podrían resultar laboriosos y justificar la utilización de una computadora. Sin embargo en instalaciones con una sola subestación, con distribución radial en baja tensión, normalmente resulta suficiente realizar un cálculo manual.

La metodología que más adelante se presenta está basada en el capítulo 6, *"Fault Calculations", del estándar ANSI/IEEE 141–1986, Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. Se incluye un ejemplo, así como la información para obtener las impedancias de los elementos de una instalación.

2. Fuentes alimentadoras de corrientes de falla.

Las corrientes de falla tienen sus fuentes de alimentación en las máquinas eléctricas rotatorias: generadores y motores. Estos últimos funcionan como generadores durante la falla, ya que utilizan para su movimiento la energía almacenada en su masa (energía cinética) y en la de las máquinas acopladas a ellos. La corriente que cada una de estas máquinas rotatorias aporta a la falla está limitada por su impedancia Z (suma vectorial de la resistencia R y la reactancia X) y decrece exponencialmente con el tiempo a partir del valor que adquiere inmediatamente después de la falla. Entonces la impedancia que las máquinas eléctricas rotatorias presentan al cortocircuito es variable.

www.elsolucionario.net

Si en el análisis de esta impedancia variable se desprecia la resistencia y por este momento se habla únicamente de reactancia, se puede decir que para el caso del cálculo de fallas existen tres valores: uno muy bajo para los primeros ciclos que se conoce como reactancia subtransitoria X" que determina el valor de la corriente de cortocircuito (muy alta) en el primer ciclo; este valor de reactancia sube rápidamente, y en 5 ó 6 ciclos aproximadamente, llega al valor X' denominada reactancia transitoria, que a su vez aumenta menos rápidamente y en 0.5 a 2 segundos llega al valor X de estado permanente o síncrona. Esta variación se relaciona directamente con los cambios magnéticos que ocurren en la máquina debido a las diferentes trayectorias del flujo en los instantes posteriores a la falla.

Dado que la fuente de magnetización desaparece con la presencia de la falla, la aportación de los motores de inducción a la corriente de cortocircuito dura solamente 2 ó 3 ciclos. Por esta razón, para este tipo de motor se considera únicamente su reactancia subtransitoria X" (que está directamente relacionada con la corriente de arranque).

Debido a que los dispositivos que abren los circuitos actúan antes de que la falla llegue a condiciones permanentes, la reactancia de las máquinas rotatorias correspondiente a ese estado: reactancia síncrona o de estado permanente, no se utiliza en el cálculo de la corriente que debe interrumpirse.

La contribución de los generadores (remotos) de la compañía suministradora a la corriente de falla se considera constante. La carga adicional que suministran por causa de la falla es un porcentaje muy pequeño de su carga nominal por lo que no se puede hablar de una impedancia variable.

Los capacitores, cuyas corrientes de descarga a la falla son de alta frecuencia, tienen una constante de tiempo que dura uno o máximo dos ciclos, por lo que no se consideran como aportadores al cortocircuito.

3. Ideas fundamentales en el cálculo de la corriente de cortocircuito.

De acuerdo con el teorema de enlazamientos de flujo constantes, el voltaje durante una falla de cortocircuito puede considerarse igual al voltaje que existía un instante antes de la falla. Entonces de la aplicación del teorema de Thévenin: la corriente de cortocircuito en un punto es igual al cociente del voltaje –que había en ese punto antes de ocurrir la falla–, entre la impedancia equivalente del sistema visto desde el punto de análisis (incluyendo la impedancia de las fuentes), con todas las otras fuentes de voltaje iguales a cero. Es decir, la corriente de falla en un instante se obtiene simplemente con la ley de Ohm:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{eq}} \qquad (8.2)$$

Entonces la dificultad consiste en encontrar la impedancia equivalente en los diferentes instantes de la falla. Una vez determinadas las impedancias en cada instante, pueden

www.elsolucionario.net

utilizarse las herramientas analíticas que existen para reducir el circuito a una sola fuente de voltaje con una impedancia como la que se muestra en la Figura 8.1.

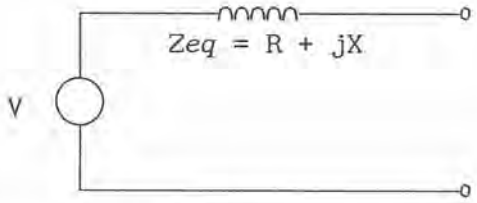


Figura 8.1. Diagrama equivalente del sistema para cálculo de la corriente de cortocircuito.

Por otra parte, si se sacrifica un poco de precisión con algunas suposiciones el cálculo puede simplificarse. Por ejemplo en este capítulo solamente se consideran las fallas trifásicas equilibradas, lo cual elimina la necesidad de usar la teoría de las componentes simétricas.

3.1. Fallas trifásicas equilibradas.

La justificación para considerar solamente fallas trifásicas equilibradas está en el hecho de que las corrientes de fallas entre líneas nunca son mayores que las trifásicas (aproximadamente 87%). Por otra parte las fallas monofásicas sólo en muy raras ocasiones son mayores que las trifásicas (máximo 125%). Además los interruptores trifásicos soportan mejor una falla monofásica o bifásica, debido a que los esfuerzos mecánicos y la ionización son menores cuando ocurren en una o dos fases.

La corriente de una falla trifásica equilibrada es igual en las tres fases, por lo que puede calcularse para una sola fase, con el voltaje entre línea y neutro y su impedancia equivalente. En el cálculo de fallas se utilizan los voltajes nominales y las relaciones de transformación nominales de los transformadores.

3.2. Relación entre reactancia y resistencia.

La relación entre reactancia y resistencia varía dependiendo del tipo de red que se tenga. En sistemas de más de 600 volts se puede encontrar que la relación X:R es de 5:1 hasta 50:1 (a veces aún mayor). En cambio, para baja tensión, esta relación disminuye considerablemente, hasta el grado de que en el cálculo de la sección de los conductores de circuitos derivados podría despreciarse la reactancia. Por lo tanto resulta recomendable tener un diagrama de reactancias y otro de resistencias para conocer la relación X/R y utilizarla de acuerdo con lo especificado en el estándar ANSI/IEEE 141–1986, que se explicará más adelante.

3.3. Componente de corriente directa.

Debido a que la falla puede ocurrir en cualquier instante de la curva de voltaje, y a que los voltajes de las fases están defasados 120° eléctricos, no existe simetría entre las

www.elsolucionario.net

corrientes de falla de cada fase y el eje del tiempo. Podría darse el caso excepcional en que la corriente de una fase tuviera simetría con respecto al eje del tiempo; sin embargo, desde el punto de vista de la máxima corriente que debe interrumpirse, lo importante es contemplar la posibilidad de que una fase tenga asimetría completa.

Entonces conviene incluir en el análisis una componente llamada de corriente directa, que se suma a la componente de frecuencia fundamental para dar, en el primer instante, el valor máximo posible de la corriente de cortocircuito asimétrica.

Esta componente de corriente directa es transitoria y se considera que decae exponencialmente de acuerdo con una constante de tiempo, que depende de la relación X/R de todo el sistema y cuyo valor es mayor que la subtransitoria, pero bastante menor que la transitoria.

La corriente de un circuito que se cierra con una fuente de voltaje alterno senoidal E y que tiene una inductancia L –que a su vez tiene cierta resistencia R– puede expresarse en función de la suma de la onda fundamental de la corriente en cierto instante más la componente de corriente directa en ese instante:

$$I = \frac{V}{jw \cdot L} \operatorname{sen} wt + I_{cd} \cdot e^{\frac{-R \cdot t}{L}} \qquad (8.3)$$

donde:

I_{cd} = Componente de corriente directa.
t = Tiempo
L/R = Constante de tiempo que refleja la variación de I

Para incluir la componente de corriente directa en el cálculo, se podría utilizar el valor máximo posible de asimetría, lo que representa sumar a la corriente de cortocircuito simétrica una componente de corriente directa cuyo valor sea igual al valor RMS máximo de la corriente simétrica. Sin embargo, esto es válido para el primer instante de la falla, pero inmediatamente después empieza a disminuir, y la posibilidad de conocer el valor de la componente de corriente directa en el instante de apertura del interruptor dependerá de la precisión con la que se haya calculado la constante de tiempo . En la práctica es frecuente utilizar un factor de 1.6 veces la corriente simétrica de la componente fundamental para comparar con la capacidad asimétrica total que pueden soportar los equipos y elementos de la instalación.

3.4. Restricciones implícitas y correciones necesarias.

Debido a que el análisis de fallas se hace con un modelo simplificado, es necesario introducir factores que corrijan los resultados que se obtuvieron bajo ciertos supuestos o restricciones.

www.elsolucionario.net

Un aspecto importante que no se considera en el modelo es la impedancia del arco que se establece mientras se está interrumpiendo la corriente de falla. La resistencia del arco cambia de acuerdo con los valores de la onda de corriente. Puede adquirir valores de 0.1 hasta 100 Ohms en cada medio ciclo para corrientes de 1 a 1000 amperes. Esta resistencia variable provoca un comportamiento no lineal de la impedancia del arco y la aparición de armónicas.

Tampoco deben perderse de vista el efecto que producen todos los elementos inductivos de la instalación cuando se saturan por el incremento de la densidad de flujo durante la falla.

4. Metodología para el cálculo de la corriente de cortocircuito.

En el análisis de las probables condiciones de falla por cortocircuito se requiere de experiencia y del conocimiento de las leyes que rigen el fenómeno transitorio. En forma resumida el proyectista debe:

a) Seleccionar el lugar o punto de la instalación en donde quiere conocer el nivel de falla.

b) Establecer el modelo eléctrico (diagrama de impedancias) más simple posible para obtener el valor de la corriente.

c) Reconocer que existen condiciones del sistema en las cuales no se cumplen las restricciones supuestas que permitieron la simplificación del modelo.

d) Calcular o estimar las correcciones que se considere necesario realizar en los resultados para compensar las suposiciones cuando se crea que éstas provocan una desviación importante del comportamiento probable.

A continuación se plantean con mayor detalle los pasos que pueden facilitar esta tarea del ingeniero, pero no es posible establecer argumentos definitivos al respecto de las correcciones que deben hacerse a los resultados obtenidos del modelo simplificado, por lo que los autores solamente establecen algunas guías que puedan orientar las decisiones del proyectista.

4.1. Diagrama unifilar y de impedancias.

Un estudio de cortocircuito requiere de un diagrama unifilar del sistema por estudiar, en el cual figuren todas las posibles fuentes de corriente de falla y la información requerida para este tipo de cálculo (ver diagrama del ejemplo en la Figura 8.4). Normalmente se utiliza un diagrama donde sólo aparecen las impedancias y en el cual se van efectuando las reducciones necesarias para simplificarlo. Por lo general se acostumbra hacer un diagrama que muestre solamente reactancias (Figura 8.8), y para el cálculo de la relación X/R hacer otro diagrama que sólo muestre las resistencias. La relación que se obtiene de esta manera es diferente a la que resultaría si se hiciera la reducción del diagrama de impedancias, pero la práctica ha mostrado que la aproximación es aceptable y que cualquier error es hacia el lado conservador.

www.elsolucionario.net

4.2. Reactancias en por unidad.

Debido a que normalmente las instalaciones tienen varios niveles de voltaje resulta muy complicado –prácticamente imposible– trabajar con valores de reactancia en ohms. Por esta razón se definen valores base para voltajes y potencias y todos los valores anotados en los diagramas de reactancias están expresados en *por unidad* (*pu*).

Por lo general, se empieza escogiendo una potencia base que puede ser la del equipo más grande del sistema o cualquier valor redondeado por conveniencia. Por lo que respecta a las bases de voltaje, existen tantas como niveles de voltaje haya en la instalación: normalmente se utilizan los voltajes nominales entre fases. Debido a la relación de transformación, en uno y otro lado de un transformador cambian las bases de voltaje, de corriente y de impedancia, pero no la base de potencia. La impedancia en por unidad se puede obtener con las siguientes expresiones:

$$Z_{pu} = \frac{Z\%}{100} \qquad (8.4)$$

$$Z_2 = Z_1 \left[\frac{\text{KVA base}_2}{\text{KVA base}_1} \right] \cdot \left[\frac{\text{KV base}_1}{\text{KV base}_2} \right]^2 \qquad (8.5)$$

en donde:

Z_2 = Impedancia en *pu* utilizando la base de KVA deseada.
Z_1 = Impedancia en *pu* utilizando como base la potencia marcada sobre el equipo.
KVA base 2 = base de potencia escogida para el cálculo a la cual se desea referir la cantidad Z_2.
KVA base 1 = base de potencia a la cual está referida la cantidad Z_1 (potencia nominal del equipo correspondiente).
KV base 1 = base de voltaje en función de la cual está expresada la impedancia Z_1
KV base 2 = base de voltaje en función de la cual se desea referir la nueva impedancia Z_2.

$$Z_{pu} = \frac{Z(\text{ohms}) \cdot \text{KVA}\{\text{base}\}}{1000 \cdot (\text{KV}\{\text{base}\})^2} \qquad (8.6)$$

En todas las relaciones anteriores Z puede ser sustituido por X si se desprecia la resistencia. Una vez calculados todos los valores de reactancias en *pu* se colocan sobre un diagrama para facilitar el cálculo de la reactancia equivalente.

www.elsolucionario.net

4.3. Cálculo de la impedancia o reactancia equivalente.

Se conoce así a la impedancia o reactancia que existe entre un punto de una instalación y la red suministradora. Este valor se tiene que calcular para cada uno de los instantes del cortocircuito y para cada punto donde se quiere analizar el efecto de una falla de cortocircuito.

Para "n" y dos impedancias en serie:

$$Zeq_n = \sum_{1}^{n} Z_i \quad ; \qquad Zeq_2 = Z_1 + Z_2 \qquad (8.7)$$

Para "n" y dos impedancias en derivación (paralelo):

$$\frac{1}{Zeq_n} = \sum_{1}^{n} \frac{1}{Z_i} \quad ; \qquad Zeq_2 = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \qquad (8.8)$$

Para la transformación de una conexión de impedancias en delta a una conexión estrella:

$$Z_a = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{ac}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}} \quad ; \qquad Z_b = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{bc}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}} \quad ;$$

$$Z_c = \frac{Z_{bc} \cdot Z_{ac}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}} \qquad (8.9)$$

De esta manera se va obteniendo paso a paso un solo valor de Z equivalente (o X equivalente).

4.4. Cálculo de la corriente de cortocircuito.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se utilizan las expresiones producto del análisis de circuitos eléctricos, que son las mismas para los diferentes diagramas de impedancias y que corresponden a los diferentes instantes de análisis: en el primer ciclo (subtransitorio), en el instante en el que se lleva a cabo la interrupción (transitorio), o en cualquier otro momento en el cual actuen los relevadores de protección con retardo.

www.elsolucionario.net

La potencia simétrica de cortocircuito se calcula de la siguiente manera:

$$KVA_{cc} = \frac{KVA\{base\}}{Zeq_{pu}} \qquad (8.10)$$

la corriente de falla resulta:

$$I_{cc} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3}\ KV\{base\}} \qquad (8.11)$$

también se puede calcular en *pu* suponiendo que el voltaje en *pu* es igual a uno:

$$I_{ccpu} = \frac{1}{Zeq_{pu}} \qquad (8.12)$$

entonces:

$$I\{base\} = \frac{KVA\{base\}}{\sqrt{3}\ KV\{base\}} \qquad (8.13)$$

$$I_{cc} = I_{ccpu} \cdot I\{base\} \qquad (8.14)$$

$$I_{cc} = \frac{KVA\{base\}}{Zeq_{pu} \cdot \sqrt{3}\ KV\{base\}} \qquad (8.15)$$

Si se trabaja con impedancias *complejas* (con magnitud y ángulo) los cálculos son mucho más complicados y el valor de la corriente resulta también *compleja,* con cierto defasamiento respecto al voltaje, por lo general muy cerca de 90° grados. Si únicamente se considera la reactancia y el voltaje igual a 1 *pu*, resulta:

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$i_{cc} = \frac{e}{j \cdot Xeq_{pu}} = -\frac{1}{Xeq_{pu}}\, j \qquad (8.16)$$

Esta corriente tiene un atraso de 90° con respecto al voltaje y no incluye el efecto de la componente de corriente directa.

5. Impedancias o reactancias típicas de los elementos de una instalación.

Los valores típicos que se sugiere utilizar en los cálculos de cortocircuito son aproximados y los estandares permiten, en ciertas condiciones, que se agrupen elementos y se utilice una impedancia equivalente para todo el grupo. Para un cálculo más preciso deben emplearse las reactancias y resistencias especifiçadas por los fabricantes de los equipos.

5.1. Máquinas eléctricas rotatorias.

En principio se supone que se conocen los parámetros de las máquinas eléctricas rotatorias involucradas en el cálculo, aunque se pueden utilizar los valores típicos de reactancia proporcionados en la Tabla 8.1. La resistencia de este tipo de equipos es pequeña –comparada con el valor de la reactancia–, sin embargo no debe despreciarse, ya que su presencia limita la corriente de falla. En las Figuras 8.14 y 8.15 aparecen los rangos del valor que puede adquirir la relación X/R de estos equipos.

Para los motores asíncronos o de inducción *(jaula de ardilla)* se puede obtener un valor más preciso de la reactancia subtransitoria sustituyendo la corriente de arranque (especificada en la placa del motor) en la relación:

$$X'' = \frac{I_n}{I_a} \text{ (en } p.u.\text{)} \qquad (8.17)$$

donde:

I_a = Corriente de arranque (de 5 a 6 veces la corriente nominal).
I_n = Corriente nominal del motor.

La Tabla 8.2 muestra los factores que deben usarse para modificar las reactancias o impedancias de las máquinas rotatorias, dependiendo del instante del cortocircuito en que se quiera conocer la corriente. En esta tabla se desprecian los motores de menos de 50 HP porque está hecha para utilizarse cuando solamente se quieren determinar capacidades de interruptores de alta tensión. Sin embargo debido a que también se requieren los valores de corriente de cortocircuito para especificar los interruptores de baja tensión el estándar ANSI/IEEE 141–1986 recomienda que para el cálculo de las capacidades del primer ciclo de la falla en baja y alta tensión se utilice el siguiente procedimiento:

a) Incluir las imp
multiplicador
fabricantes o c
de cortocircuit
(referida a la b

b) Incluir las impe
8.2. La mayorí
la reactancia
grupo es cons
capacidad del

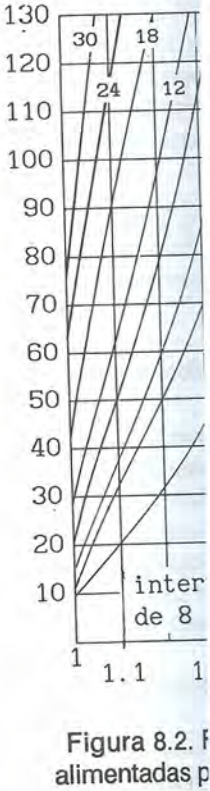


Figura 8.2. F
alimentadas p
para obtener la
Std 141-1986,
Industrial Plan
Engineers, I

La corriente de
rarse con la cap
de baja tensión
tensión se utiliz
se puede recur

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

a) Incluir las impedancias de los motores de menos de 50 HP, ya sea utilizando un multiplicador de 1.67 para las impedancias subtransitorias especificadas por los fabricantes o considerando una impedancia en *pu* para el primer ciclo de la corriente de cortocircuito de 0.28 sobre la capacidad de cada motor o del grupo de motores (referida a la base de potencia del sistema), de acuerdo con la Tabla 8.3.

b) Incluir las impedancias de los motores más grandes utilizando los factores de la Tabla 8.2. La mayoría de los motores de 50 HP y mayores están en la categoría de 1.2 veces la reactancia subtransitoria. Una manera de estimar la impedancia en *pu* de este grupo es considerando para el primer ciclo de la falla, un valor de 0.20 sobre la capacidad del grupo de motores (referida a la base de potencia del sistema).

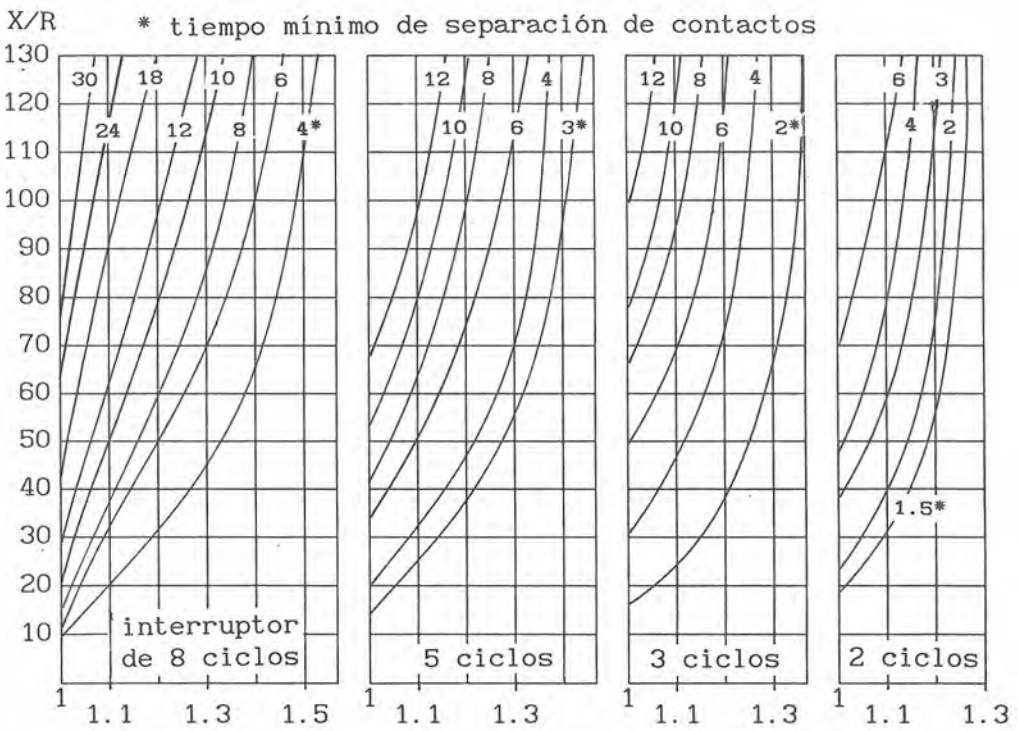


Figura 8.2. Factores de multiplicación para fallas trifásicas o línea–tierra alimentadas por generadores remotos (a través de dos o más transformadores) para obtener la capacidad interruptiva total. La figura se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

La corriente de cortocircuito obtenida es la simétrica (primer ciclo) que puede compararse con la capacidad especificada como simétrica RMS en los fusibles e interruptores de baja tensión. Para obtener la corriente total asimétrica de interruptores de alta tensión se utiliza el factor 1.6, mencionado en la sección 3.2 o para un valor más preciso se puede recurrir al estándar correspondiente.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Para calcular la corriente que se compara con la capacidad interruptiva de los interruptores de alta tensión (arriba de 1KV) se deben considerar las reactancias de la columna correspondiente en las Tablas 8.2 y 8.3 para preparar el diagrama de impedancia (reactancias) equivalente. También debe hacerse el diagrama de resistencia equivalente utilizando los mismos factores de la Tabla 8.2. Así se determina la relación X/R y con ella se obtienen los factores que deben multiplicar a la corriente obtenida al dividir el voltaje prefalla entre la reactancia. El resultado es la corriente RMS total para compararse con la capacidad interruptiva de los interruptores de alta tensión.

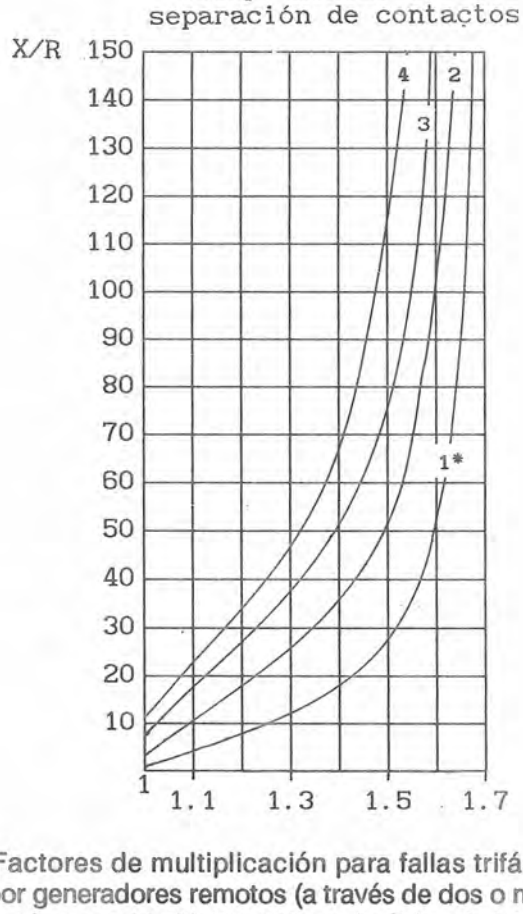


Figura 8.3. Factores de multiplicación para fallas trifásicas o línea–tierra alimentadas por generadores remotos (a través de dos o más transformadores) para especificar la capacidad interruptiva asimétrica de interruptores diseñados antes de 1964 Esta figura se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

Los factores que multiplican a *Epu/Xpu* se determinan dependiendo del tiempo mínimo en que empiezan a abrir los contactos del interruptor en la Tabla 8.4 y a la cercanía o lejanía que tengan del generador que suministra la carga. En la Figura 8.2 (figura 104

www.elsolucionario.net

de ANSI/IEEE 141–1986) se muestran los multiplicadores que corrigen el resultado para poderlo comparar con la capacidad interruptiva nominal de corriente simétrica especificada en los interruptores fabricados después de 1964. Si el factor de multiplicación es de 1.0 la comparación se hace directamente, pero si el factor encontrado es mayor que 1, la comparación debe hacerse con la capacidad interruptiva máxima de corriente simétrica del interruptor que se calcula así:

$$\text{Capacidad Interruptiva máxima} = \frac{\text{Capacidad interruptiva nominal} \times \text{Voltaje máximo}}{\text{Voltaje de operación}}$$

En la Figura 8.3 (figura 102 de ANSI/IEEE 141–1986) aparecen los factores de multiplicación que deben utilizarse para obtener la corriente de interrupción cuando se trata de interruptores fabricados antes de 1964. En estos equipos la capacidad interruptiva está dada en megavolts amperes, por lo que para poder llevar a cabo la comparación en kiloamperes debe llevarse a cabo el siguiente cálculo:

$$\text{Capacidad Interruptiva asimétrica} = \frac{\text{Capacidad interruptiva en MVA}}{\text{Voltaje de operación en kV} \cdot \sqrt{3}}$$

5.2. Elementos de impedancia o reactancia constante.

Todos los elementos restantes son considerados pasivos, es decir, tienen una impedancia o reactancia constante que limita el valor de la corriente de cortocircuito. Los valores de reactancias de transformadores deben ser proporcionados por el fabricante; en la Figura 8.13 puede obtenerse la relación X/R. Los transformadores y cables siempre deben considerarse en el cálculo de la corriente de cortocircuito y dependerá del criterio del proyectista incluir otros elementos como por ejemplo los interruptores termomagnéticos y los transformadores de corriente.

5.3. Reactancia inductiva de los conductores.

La ley de inducción electromagnética implica que todo desplazamiento de carga eléctrica está acompañado de la formación de campos magnéticos. La inductancia es un parámetro de los elementos de un circuito que resulta de dividir el flujo magnético –considerado como las líneas de flujo que eslabonan trayectorias de corriente– entre la corriente que circula por dicho elemento y se mide en henrys (H).

Se puede considerar que la inductancia es la suma de dos términos llamados: inductancia propia correspondiente a los efectos por la circulación de la corriente en el elemento, e inductancia mutua o externa debida a trayectorias de corriente en elementos cercanos.

La inductancia propia depende del radio medio geométrico (*RMG*) del conductor

www.elsolucionario.net

La inductancia mutua o externa depende de la disposición del conductor con respecto a los otros y de la forma de los forros conductores o pantallas, así como de su conexión a tierra. Si consideramos un alimentador trifásico de un sistema ABC, cuyas distancias entre conductores son AB, BC y CA, existe una distancia llamada media geométrica (*DMG*) que se calcula con la relación:

$$DMG = \sqrt[3]{AB \cdot BC \cdot CA} \qquad (8.18)$$

Con la ayuda de la *DMG* y del *RMG* se calcula la inductancia media del sistema en henrys por Km:

$$L = 2 \times 10^{-4} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} \qquad (8.19)$$

Esta relación sirve para el cálculo de la inductancia de los cables sin pantalla y sin tubos o conductores metálicos que guardan paralelismo con los conductores. Para cables con pantallas semiconductivas el valor de la inductancia aumenta ligeramente (para un cálculo más preciso ver J. Viqueira, 1970).

Si la frecuencia del sistema es "f", la reactancia inductiva en ohms se puede calcular con la relación:

$$X_L = 2\,\pi \cdot f \cdot L \qquad (8.20)$$

La reactancia inductiva en ohms/Km se obtiene sustituyendo la expresión (8.20) en (8.19):

$$X_L = 0.0028 \times f \cdot \log \frac{DMG}{RMG} \qquad (8.21)$$

Si se considera una frecuencia de 60 Hz:

$$X_L = 0.1734 \cdot \log \frac{DMG}{RMG} \qquad (8.22)$$

www.elsolucionario.net

La inductancia así calculada resulta en un valor promedio de ohms/Km y puede diferir de una fase a otra. Por esta razón para igualar las reactancias de cada fase, normalmente se hacen transposiciones de las líneas –se intercambian posiciones– a 1/3 y 2/3 del recorrido.

En caso de que existan varios conductores iguales por fase, el *RMG* del grupo de una fase se calcula con la relación:

$$RMGeq = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \qquad (8.23)$$

en donde:

RMGeq = Radio medio geométrico equivalente por fase.
r = Radio medio geométrico de un conductor.
n = Número de conductores por fase.
R = Radio del círculo formado por el polígono regular en cuyos vértices están colocados los conductores.

Si la disposición de los conductores es diferente ver el capítulo 11 de J. Viqueira (1970).

5.4. Reactancia equivalente de la red de alimentación.

Por lo general la compañía suministradora proporciona al usuario la potencia simétrica de cortocircuito. En este caso tenemos:

$$KVA_{cc} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc} \qquad (8.24)$$

Por lo tanto la corriente que aporta al cortocircuito en amperes es:

$$I_{cc} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V} \qquad (8.25)$$

y la reactancia equivalente en ohms:

$$X_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot I_{cc}} \qquad (8.26)$$

www.elsolucionario.net

teniendo en consideración las expresiones (8.13), (8.14), (8.15), (8.25) y (8.26) se puede escribir la relación:

$$X_{cc} = \frac{\text{KVA\{base\}}}{\text{KVA}_{cc}} \text{ (en } pu\text{)} \qquad (8.27)$$

Por ejemplo si la potencia de cortocircuito del sistema de suministro es de 1000 MVA para un voltaje de 13,8 KV y se escoge como base 1000 KVA, utilizando (8.25), (8.26) y (8.6), se obtiene lo siguiente:

$$I_{cc} = 41,837 \text{ A}; \quad X_{cc} = 0.19044 \text{ ohms}; \quad X_{pu} = 0.001$$

Con la relación (8.27) resulta directamente:

$$X_{cc} = \frac{1,000}{1,000,000} = 0.001 \ pu$$

6. Ejemplo de cálculo.

6.1. Cálculo de la corriente de falla en tensión media.

Se propone hacer el estudio de la corriente de cortocircuito del diagrama unifilar de la Figura 8.4 que incluye los elementos que comúnmente se encuentran en una planta industrial. Se desea conocer el nivel de la corriente de cortocircuito sobre cada uno de los sistemas de barras. Aunque el estudio podría comprender cualquier punto del sistema, aquí sólo se calculará la corriente en tres puntos.

Se escoge como potencia base 10,000 KVA. En la Figura 8.8 se presenta el diagrama de reactancias. Los valores de las reactancias *pu* se obtienen de la siguiente manera (también se proporcionan los valores de resistencias):

a) Reactancia equivalente de la red de suministro: De la aplicación de la relación (8.27) resulta: $X = 0.01\,pu$.

b) El transformador de 3000 KVA: En la Figura 8.4 se especifica una reactancia en *pu* es de 0.07; con la relación (8.5) y la Figura 8.13 resulta:

$$X = \frac{0.07 \times 10,000}{3,000} \left[\frac{4\ 160}{4\ 160} \right]^2 = 0.233 \ pu$$

www.elsolucionario.net

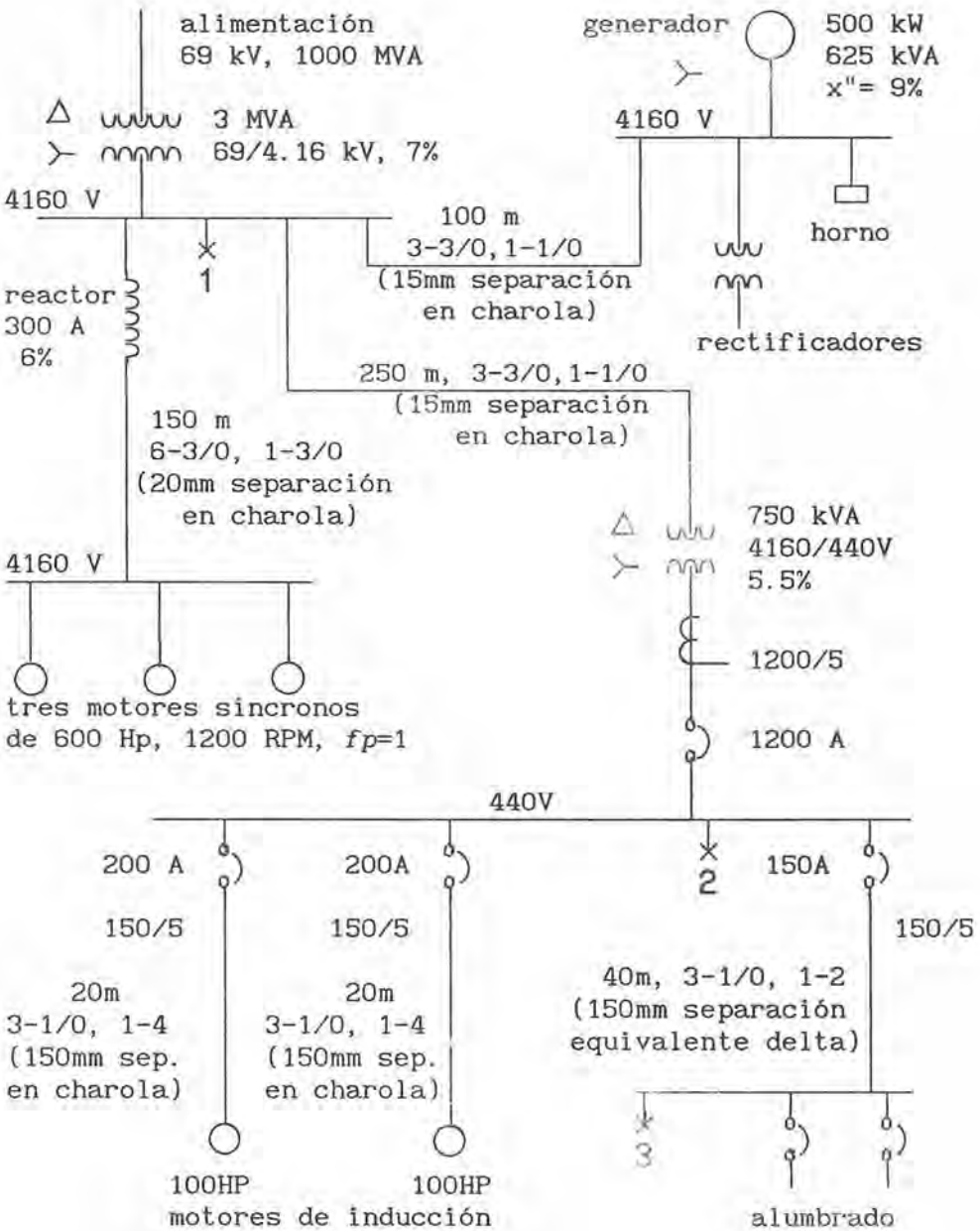


Figura 8.4. Diagrama unifilar del Ejemplo 6.1 (sólo se muestran los elementos utilizados en el cálculo de la corriente de cortocircuito).

www.elsolucionario.net

c) El generador de 625 KVA: La reactancia subtransitoria es de 9%, por lo que con la misma relación (8.5), se obtiene:

$$X'' = 0.09 \frac{10,000}{625} = 1.44 \ pu$$

$$R = 0.036 \ pu$$

d) El cable de enlace de 100 m: Está compuesto por un cable de 3/0 (10.74mm de diámetro sin aislamiento), 19 alambres por fase (tabla 1.5 de Condumex, 1982). De acuerdo con la Tabla 8.5:

$$RMG = 0.758 \frac{10.74}{2} = 4.07 \ mm$$

Para el cálculo de la *DMG*, se consideran las distancias entre los centros de los cables, y se estima el diámetro del cable de 15 KV en 25 mm. El arreglo se muestra en la Figura 8.5.

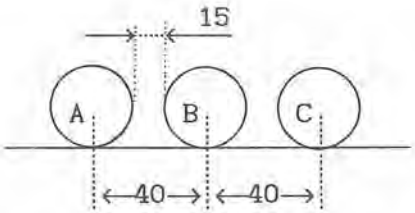


Figura 8.5. Arreglo de las tres fases (calibre 3/0 por fase) del cable de enlace de 100 m del Ejemplo 6.1.

Con AB = 40; BC = 40; AC = 80 y con la relación (8.18):

$$DMG = \sqrt[3]{40 \times 40 \times 80} = 50 \ mm$$

Con (8.22) se obtiene:

$$X = 0.1734 \log \left[\frac{50}{4.07} \right] \times 0.1 = 0.01889 \ ohms$$

www.elsolucionario.net

Con (8.6) resulta:

$$X = \frac{0.01889 \times 10,000}{1000 \times 4.16^2} = 0.0109 \ pu$$

$$R = 0.014 \ pu$$

e) El cable de los motores síncronos: Son 150 m de distancia con dos cables de 3/0 por fase separados entre sí 20 mm. El arreglo se muestra en la Figura 8.6:

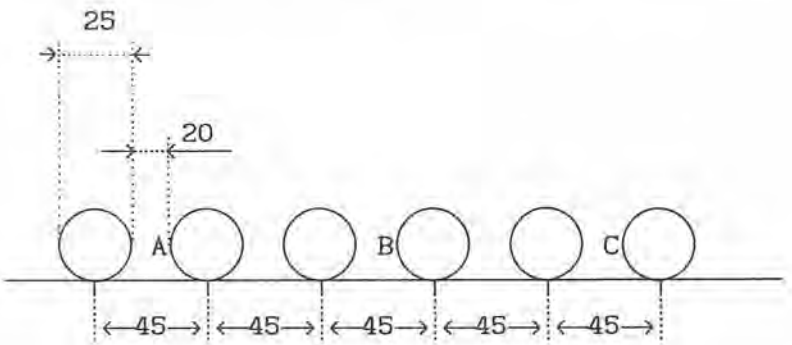


Figura 8.6. Arreglo de cables para las tres fases de la alimentación (2 calibre 3/0 por fase) de los motores síncronos del Ejemplo 6.1.

Se considera al *RMG* igual que en el caso anterior (4.07). La distancia entre pares de conductores por cada fase es de 90 y 180.

De la relación (8.23) se obtiene:

$$RMG = \sqrt[2]{2 \times 4.07 \times 22.5} = 13.53 \ mm$$

y con la relación (8.18) encontramos:

$$DMG = \sqrt[3]{90 \times 90 \times 180} = 113.4 \ mm$$

www.elsolucionario.net

Entonces resulta que:

$$X = 0.1734 \log \left[\frac{113.4}{13.53}\right] \times 0.15 = 0.024 \text{ ohms}$$

$$X = \frac{0.024 \times 10,000}{1000 \times 4.16^2} = 0.01387 \ pu$$

$$R = 0.007 \ pu$$

f) El cable de 250 m: Se trata de un cable 3/0 por fase colocados a 15 mm. de separación en charola. Este cable es idéntico al de enlace con distancia diferente.

$$X = 0.0109 \frac{250}{100} = 0.02725 \ pu$$

$$R = 0.035 \ pu$$

g) El cable de 40m: Se trata de un cable de 1/0 por fase colocados en delta equivalente sin separación, con un diámetro exterior del conductor de 8.53 mm 19 hilos). Se considera que el diámetro con aislamiento (para baja tensión) es de 15 mm. El arreglo se aprecia en la Figura 8.7:

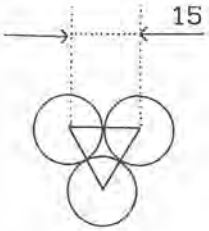


Figura 8.7. Arreglo del cable de 40m (cable de 1/0 por fase).

$$RMG = 0.758 \frac{8.53}{2} = 3.23 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{15 \times 15 \times 15} = 15 \text{ mm}$$

$$X = 0.1734 \log \left[\frac{15}{3.23}\right] \times 0.04 = 0.00462 \text{ ohms.}$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$X = \frac{0.00462 \times 10000}{1000 \times 0.44^2} = 0.2386 \ pu$$

$$R = \rho \cdot \frac{1}{A} = \frac{40}{50 \times 53.5} = 0.014953 \ \text{ohms}$$

$$Rpu = \frac{0.01495 \times 10000}{1000 \times 0.44^2} = 0.7724 \ pu$$

h) Los cables de los motores de inducción: Un cable de 1/0 por fase de 20 m de longitud con 15 mm de separación en delta equivalente. Las condiciones son las mismas que en el caso anterior, excepto por la distancia; entonces:

$$X = 0.2386 \ \frac{20}{40} = 0.1193 \ pu$$

$$R = 0.39 \ pu$$

i) Los rectificadores, el horno y las cargas de alumbrado: Estos elementos no aportan energía a la falla ni limitan la corriente, por lo que no intervienen en el cálculo.

j) El reactor: Su reactancia es 0.06 referida a su potencia base. Con la relación (8.5) hacemos el cambio de base.

$$X = 0.06 \ \frac{10,000}{2,160} = 0.278 \ pu$$

donde:

$$300 \times \sqrt{3} \times 4.16 = 2,160 \ \text{KVA}$$

$$R = 0.035 \ pu$$

k) El transformador de 750 KVA. En la Figura 8.4 se especifica una reactancia en *pu* es de 0.055; con la relación (8.5) y la Figura 8.13 resulta:

$$X = 0.055 \ \frac{10,000}{750} = 0.733$$

www.elsolucionario.net

l) Los motores síncronos de 600 HP: De la Tabla 8.1: X" = 0.15, referida a la base de potencia de los motores, que considerando una eficiencia aproximada de 93%, resulta:

$$600 \frac{0.7457}{0.93} = 480$$

Entonces la reactancia subtransitoria y la resistencia (Figura 8.14) en *pu* son:

$$X'' = 0.15 \frac{10,000}{480} = 3.125 \ pu$$

$$R = 0.04 \ pu$$

De acuerdo con la Tabla 8.2 la reactancia para el instante de interrupción será 1.5 veces la subtransitoria. En este caso las reactancias de las barras, el arrancador y los cables de cada motor se consideran despreciables.

m) Los motores de inducción de 100 HP: De la Tabla 8.3: X = 0.2 para el primer ciclo y 0.5 para el instante de interrupción. Para una eficiencia de 93% y 0.8 de factor de potencia, es aproximadamente de:

$$\frac{100 \times 0.7457}{0.93 \times 0.8} = 100 \ KVA$$

por lo que se obtiene:

$$X'' = 0.2 \frac{10,000}{100} = 20 \ pu$$

$$X' = 0.5 \times \frac{10,000}{100} = 50 \ pu$$

$$R = 0.16 \ pu$$

n) Los interruptores termomagnéticos. El de 1200 A tiene una reactancia de 0.00007 ohms. Con la expresión (8.6) se cambia a *pu*.

$$X = \frac{0.00007 \times 10,000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00362 \ pu$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

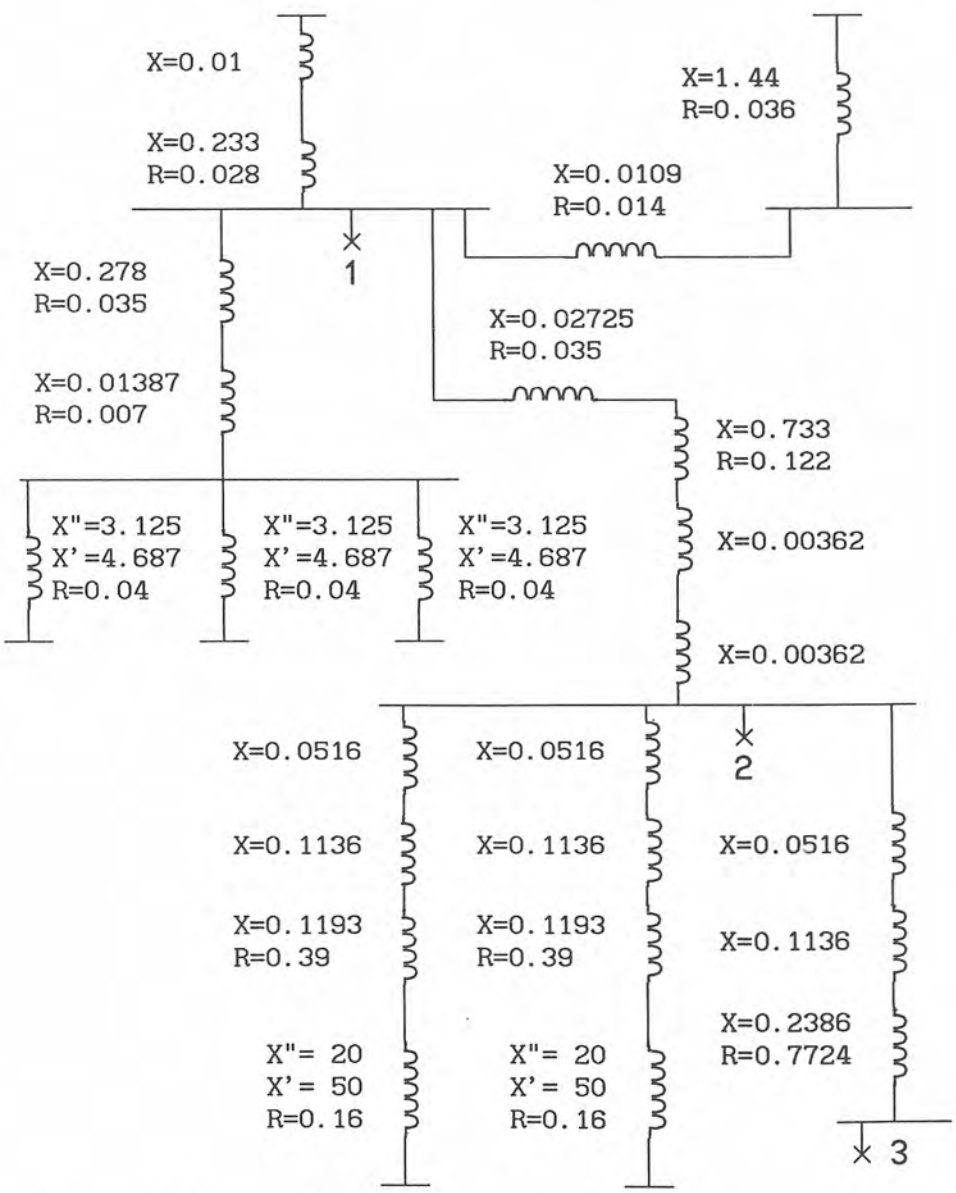


Figura 8.8. Diagrama de reactancias y resistencias para el Ejemplo 6.1.

Los de 150 a 200 A tienen una reactancia de 0.001 ohms que transformada a la base de referencia resulta:

$$X = \frac{0.001 \times 10{,}000}{1000 \times 0.44^2} = 0.0516 \ pu$$

www.elsolucionario.net

o) Transformadores de corriente: El de 1200 A, tiene una reactancia de X = 0.00007 ohms que resulta igual a la del interruptor de 1200 A, por lo tanto X = 0.00362.

Los de 150 a 200 A tienen un valor de X = 0.0022 ohms que para la base de referencia es de:

$$X = \frac{0.0022 \times 10,000}{1000 \times 0.44^2} = 0.1136 \ pu$$

Con esto se tienen todos los valores necesarios para completar la Figura 8.8. Todos los extremos se consideran conectados al neutro (ver línea punteada en la Figura 8.9). Con las fórmulas (8.7) y (8.8) se puede reducir la red conservando los puntos de falla como referencia.

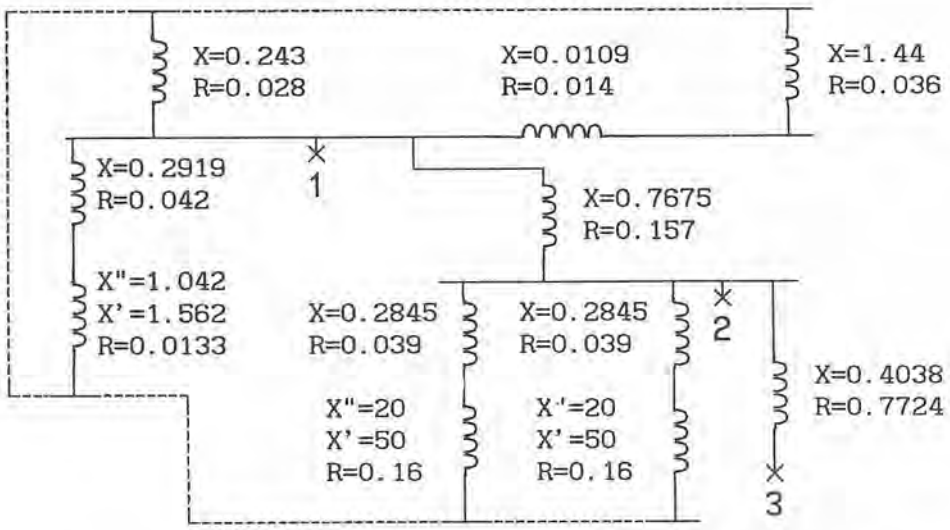


Figura 8.9. Reducción del diagrama de reactancias y resistencias.

p) Falla 1: Para la falla 1 no intervienen los ramales de las fallas 2 y 3, porque de ese lado no hay aportaciones a la falla. De la Figura 8.9 pasamos a la Figura 8.10(a). Para el período subtransitorio se obtiene:

$$\frac{1}{X"} = \frac{1}{0.243} + \frac{1}{1.4509} + \frac{1}{1.3339} + \frac{1}{10.14} = \frac{1}{0.1769}$$

Para el instante de interrupción, la reactancia y la resistencia son:

$$\frac{1}{X'} = \frac{1}{0.243} + \frac{1}{1.4509} + \frac{1}{1.8539} + \frac{1}{25.14} = \frac{1}{0.1854}$$

www.elsolucionario.net

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{0.028} + \frac{1}{0.05} + \frac{1}{0.0553} + \frac{1}{0.1765} = \frac{1}{0.01258}$$

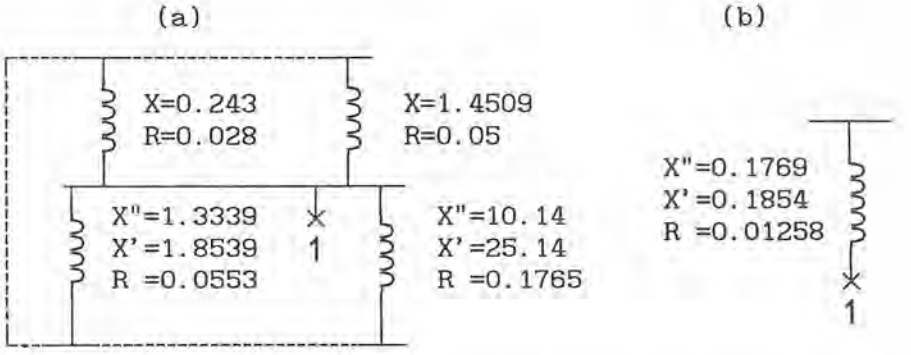


Figura 8.10. (a) Reducción de la Figura 8.9; (b) Reactancias y resistencia equivalente para el cálculo de la corriente de falla trifásica en el punto 1 del ejemplo 6.1.

Estos resultados se colocan en la Figura 8.10(b). Con la expresión (8.15) se pueden encontrar las corrientes para el punto uno.

Corriente simétrica en el primer ciclo:

$$I_{cc} = \frac{10,000}{0.1769\sqrt{3} \times 4.16} = 7845 \text{ A}$$

Si se aplica el factor de multiplicación de 1.6, para considerar la asimetría de la corriente de falla (componente de corriente directa) para un interruptor en alta tensión:
1.6 x 7845 = 12,552 amperes.

Corriente simétrica en el instante de interrupción:

$$I_{cc} = \frac{10,000}{0.1854\sqrt{3} \times 4.16} = 7485 \text{ A}$$

Si se supone un interruptor que opera en 8 ciclos debe procederse de la siguiente manera:

– En la Tabla 8.4 se obtiene el tiempo mínimo de inicio de apertura, que para este caso será de 4 ciclos.

www.elsolucionario.net

– Se obtiene la relación X/R que para este caso será de 14.75.

– En la Figura 8.2 puede apreciarse que el factor de multiplicación para la relación X/R = 14.75 es prácticamente 1 (uno), entonces la potencia de falla que deberá ser capaz de disipar el interruptor que opere en 8 ciclos será de:

$$\frac{10,000}{0.1854} = 53,937 \text{ KVA}$$

Es decir: 7485 amperes a 4160 V

Se puede observar que la aportación a la falla por parte de los motores asíncronos es insignificante. También resulta evidente que las reactancias de los transformadores y del reactor son muy importantes en la limitación del nivel de cortocircuito.

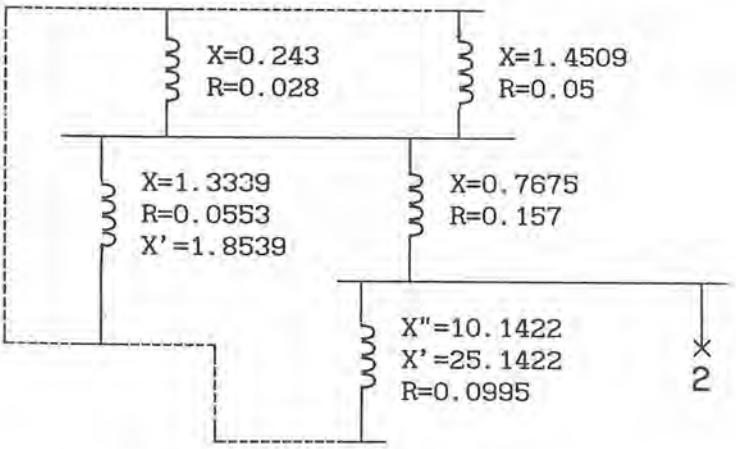


Figura 8.11. Reducción de la Figura 8.9 para el cálculo de la corriente de falla trifásica en el punto 2 del ejemplo 6.1.

q) Falla 2: El punto de análisis No. 2 está colocado en un bus de bajo voltaje. Para obtener la corriente subtransitoria, en la Figura 8.11 (obtenida del diagrama de la Figura 8.9) se puede realizar la siguiente reducción:

las tres inductancias que están en paralelo:

$$\frac{1}{1.3339} + \frac{1}{0.243} + \frac{1}{1.4509} = \frac{1}{0.180}$$

ésta a su vez en serie: 0.18 + 0.7675 = 0.9475

www.elsolucionario.net

por lo que la reactancia equivalente resulta:

$$\frac{1}{0.9475} + \frac{1}{10.14} = \frac{1}{0.8665}$$

La reactancia de la falla es 0.8665. Con la ecuación (8.15) resulta:

$$I_{cc} = \frac{10,000}{0.8665\sqrt{3} \times 0.44} = 15,143 \quad A$$

Este valor se puede comparar directamente con la capacidad de interruptores ya que los diseños actuales están construidos para los valores más comunes de la relación X/R. En el caso en que se especifiquen fusibles el estandar ANSI/IEEE C37.41–1981 recomienda utilizar un multiplicador de 1.2 para voltajes menores a 15 KV y relaciones de X/R menores a 4.

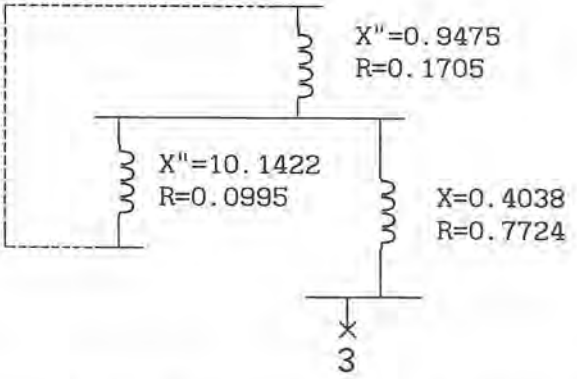


Figura 8.12. Reducción de la Figura 8.9 para el cálculo de la corriente de una falla trifásica en el punto 3 del ejemplo 6.1.

r) Falla 3: Para el análisis de la falla en el punto No.3 se utiliza el diagrama de la reactancia equivalente de la Figura 8.12. En este caso tenemos un cable en baja tensión, cuya resistencia ya es importante. La resistencia y reactancia resultan:

$$R = \left[\frac{0.1705 \times 0.0995}{0.1705 + 0.0995} \right] + 0.7724 = 0.9714 \ pu$$

$$X = 0.8665 + 0.4038 = 1.2703 \ pu$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

$$Z_{cc} = \sqrt{1.2703^2 + 0.9714^2} = 1.59\ pu$$

$$I_{cc} = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 1.59 \times 0.44} = 8252\ A$$

De no haberse considerado la resistencia, este valor hubiera sido:

$$I_{cc}(\text{sin R}) = \frac{10,000}{1.2703 \times \sqrt{3} \times 0.44} = 10,330\ A$$

7. Conclusiones.

La metodología utilizada para resolver el ejemplo presentado, corresponde a la actual práctica ingenieril considerada confiable. Un cálculo más preciso de la corriente de cortocircuito requiere de la consideración de otros elementos, como son las impedancias de las barras (buses), la del arco en el interruptor y la de la falla (estas últimas dos son variables).

En las instalaciones cuya acometida es en baja tensión (440 y 220V) no se justifica el cálculo de la corriente de cortocircuito debido a que:

a) La presencia de elementos cuya resistencia es alta hace que el nivel de cortocircuito sea relativamente bajo.

b) Los aparatos y equipos normalizados están diseñados para las corrientes que pueden ocurrir en este tipo de instalaciones.

c) Es relativamente complicado calcular el nivel de cortocircuito, sobre todo porque la compañía que distribuye la electricidad no puede conocer fácilmente la información relativa a la potencia de cortocircuito para los diferentes puntos de su red de baja tensión.

Si por desconocimiento de la potencia de cortocircuito en la acometida se decide despreciar la reactancia equivalente de la red de suministro (reactancia de 0.01 en la Figura 8.8), es decir, se considera un cortocircuito de potencia ilimitada, se obtendrá una corriente de cortocircuito mayor, lo que significaría especificar un equipo de protección de una capacidad interruptiva sobrada, que aunque pudiera ser considerada más segura está más alejada de la realidad.

Figura 8.13. R
se reproduce
Electric Power
of Electrical an

Relació

X/R

Figura 8.14. F
figura se repr
for Electric
Institute

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

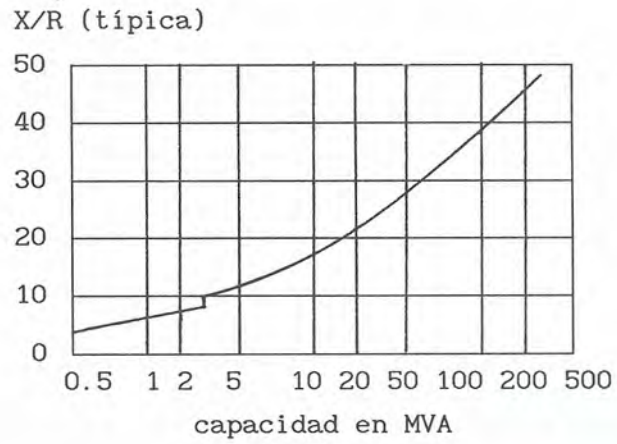


Figura 8.13. Relación X/R típica para transformadores autoenfriados. Esta figura se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

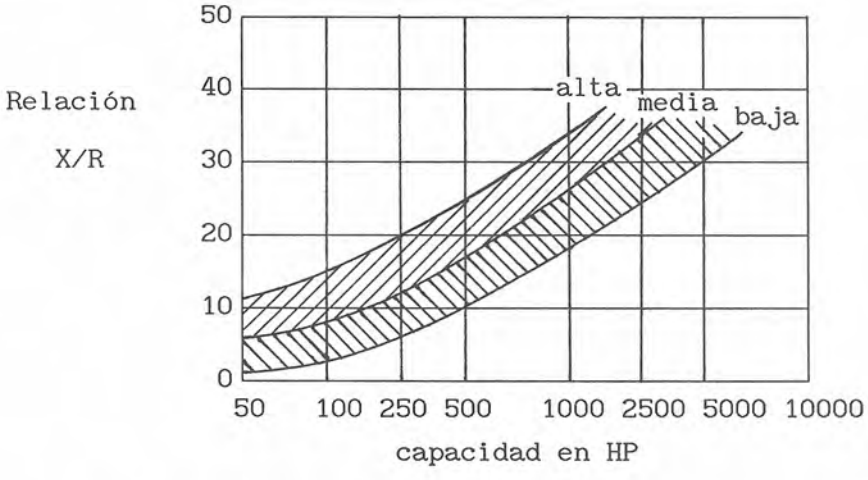


Figura 8.14. Rango de la relación X/R para motores de inducción trifásicos. Esta figura se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

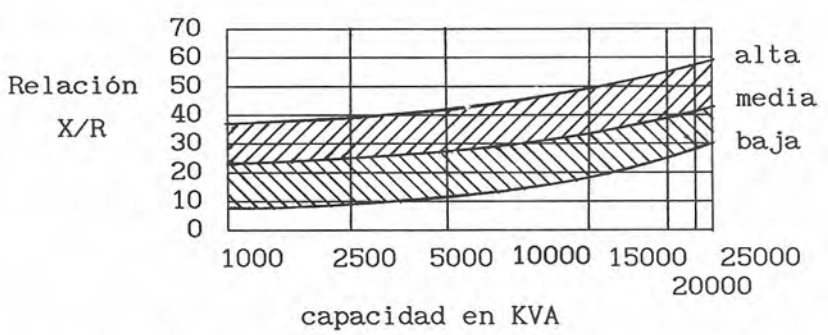


Figura 8.15. Rango de la relación X/R para generadores pequeños y motores síncronos. Esta figura se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

TABLAS

Tabla 8.1. Reactancias típicas en *pu* para máquinas eléctricas rotatorias.

Máquinas	X"	X'
Turbogeneradores		
- 2 polos	0.09	0.15
- 4 polos	0.15	0.23
Generadores de polos salientes y devanados con amortiguamiento		
- 12 polos y menos	0.16	0.33
- 14 polos y más	0.21	0.33
Motores síncronos		
- 6 polos	0.15	0.23
- 8 a 14 polos	0.20	0.30
- 16 polos o más	0.28	0.40
Motores de inducción		
Arriba de 600 V	0.17	----

Esta tabla se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 8.2. Factores que multiplican a las reactancias (o impedancias) de máquinas rotatorias dependiendo del instante en que se quiere analizar la corriente de falla (tabla 24 de ANSI/IEEE 141–1986).

Tipo de máquina rotatoria	Primer ciclo	Instante de interrupción
Turbogeneradores e hidrogeneradores con devanado de amortiguamiento	$1.00 \cdot X''_d$	$1.00 \cdot X''_d$
Hidrogeneradores sin devanado de amortiguamiento	$0.75 \cdot X'_d$	$0.75 \cdot X'_d$
Motores síncronos (todos)	$1.00 \cdot X''_d$	$1.00 \cdot X''_d$
Motores de inducción		
- Arriba de 1000 hp, RPM ≥ 1800	$1.0 \cdot X''_d$	$1.50 \cdot X''_d$
- Arriba de 250 hp a 3600 RPM	$1.0 \cdot X''_d$	$1.50 \cdot X''_d$
- Todos los demás de hp ≥ 50	$1.2 \cdot X''_d$	$3.00 \cdot X''_d$
- Todos los menores de 50 hp	despreciable	

Esta tabla se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

Tabla 8.3. Factores que multiplican a las reactancias (o impedancias) para obtener valores más precisos de la corriente de falla en sistemas de varios niveles de voltaje (tabla 25 de ANSI/IEEE 141–1986).

Tipo de máquina rotatoria	Primer ciclo	Instante de interrupción
Motores de inducción		
-Todos los demás de hp ≥ 50	$1.20 \cdot X''_d$ [a]	$3.0 \cdot X''_d$ [c]
-Todos los menores de 50 hp	$1.67 \cdot X''_d$ [b]	despreciable

Puede estimarse: a) $X = 0.20\,pu$, b) $X = 0.28\,pu$, c) $X = 0.50\,pu$ con base en la capacidad del motor

Esta tabla se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 8.4. Tiempo mínimo de inicio de apertura de los contactos de un interruptor de alta tensión (tabla 26 de ANSI/IEEE 141–1986).

Tiempo nominal de interrupción en ciclos para 60 Hz.	Tiempo mínimo de inicio de apertura de los contactos en ciclos para 60 Hz.
8.0	4,0
5.0	3.0
3.0	2.0
2.0	1.5

Esta tabla se reproduce del ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, copyright © 1986 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

Tabla 8.5. Radio medio geométrico de conductores.

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779 R*
Cable de un solo material con	
- 7 hilos	0.726 R
- 19 hilos	0.758 R
- 37 hilos	0.768 R
- 61 hilos	0.772 R

* Radio del conductor

www.elsolucionario.net

CAPITULO 9. FALLAS Y PROTECCIONES ELECTRICAS

En este capítulo se proporciona información relativa a situaciones anormales o fallas que pueden provocar daños en elementos de la instalación, interrupciones del servicio, o aún más importante, poner en peligro la integridad física de las personas que operan la instalación o que desarrollan su trabajo en la proximidad de ésta. Asimismo se describen las protecciones que deben existir para evitar los efectos de estas fallas o eventos peligrosos, incluyendo el fenómeno del cortocircuito que ya fue tratado con detalle en el capítulo 8.

Se entiende que una instalación está razonablemente protegida si cuenta con un sistema coordinado de elementos que desempeñe las siguientes funciones: evitar situaciones peligrosas para las personas, minimizar los daños provocados por condiciones anormales y aislar la zona donde aparece la falla de tal forma que el resto de la instalación continúe operando en las mejores condiciones posibles.

Aunque no es posible construir una instalación eléctrica totalmente a prueba de fallas, vale la pena dedicar tiempo y esfuerzo al análisis de las fallas más probables y a diseñar cuidadosamente el sistema de protecciones.

El orden que se escogió para explicar estos conceptos es el siguiente: presentación de un panorama general de las situaciones que representan peligro para las personas y para los elementos de la instalación; dispositivos que deben colocarse para evitar el peligro dentro de lo posible; aparatos sensores para detectar fallas, y tipos de interruptores disponibles para abrir los circuitos en los que aparece una corriente peligrosa.

1. Voltajes peligrosos.

Se entiende por voltajes peligrosos aquéllos que surgen en determinadas condiciones y que ponen en peligro vidas humanas e instalaciones.

1.1. Sobrevoltajes de origen atmosférico.

Las descargas atmosféricas se producen por la presencia de nubes, que debido a la fricción del aire con pequeñas gotas de agua se cargan negativamente. Al mismo tiempo esto provoca que se acumule carga positiva en la superficie terrestre y cuando el gradiente entre las cargas se vuelve suficientemente grande, surge la descarga que, por lo general, empieza en la nube. La magnitud de los voltajes de descarga es tan alta –millones de volts– que deben tomarse medidas para neutralizarlos para evitar que viajen por estructuras, edificios, instalaciones y equipos eléctricos.

La falta de elementos conductores para canalizar estas descargas a tierra (sistemas de pararrayos) puede provocar daños importantes a estructuras o equipos.

www.elsolucionario.net

Debido a las descompensaciones bruscas de los campos eléctricos y por otro lado al fenómeno de inducción electromagnética que surge por el desplazamiento de gran cantidad de carga eléctrica, también pueden verse afectadas las instalaciones próximas. En los conductores de control y comunicación pueden provocar ruidos muy altos que ocasionen descomposturas u operaciones erróneas.

1.2. Sobrevoltajes por maniobras de conexión y desconexión.

Cuando se energiza un extremo de una línea de transmisión o distribución que está abierta (sin carga) en el otro extremo, la impedancia es infinita y se produce un efecto de "rebote" de la onda de voltaje.

Esto provoca que se sumen la onda enviada y la que se refleja, y que el voltaje se duplique. Una maniobra inadecuada o ciertas condiciones de la impedancia de la línea podría hacer que las ondas entren en resonancia y el voltaje adquiera valores muchas veces mayores al voltaje nominal. Se recomienda consultar Weeks, 1981 y Kuffel, 1984.

1.3. Voltajes peligrosos por falla de aislamiento.

El aislamiento del equipo eléctrico puede fallar por envejecimiento, por daños mecánicos (esfuerzos o vibraciones), o por la combinación de ambos factores, y provocar que partes metálicas normalmente desenergizadas se vean expuestas a voltajes peligrosos. Precisamente por esta razón las estructuras y armazones metálicos deben estar conectados a tierra, con lo que en el caso de que se energicen, se elimine el peligro para las personas y se disparen las protecciones que desconectan los equipos correspondientes.

1.4. Voltajes provocados por fricción.

Existen materiales que friccionados entre sí se cargan con electricidad. Así, algunos cuerpos o elementos de maquinaria pueden cargarse electrostáticamente, y al descargarse lastimar a personas, provocar incendios, o dañar otros equipos.

Las cargas electrostáticas pueden aparecer por la fricción con el viento en vehículos, en naves aéreas o cuerpos en movimiento. En todos los casos se requiere de una conexión a tierra para descargarlos. En los carros tanque siempre debe haber una preparación para conectarse a tierra de manera permanente.

1.5. Ondas de voltaje en sistemas de tierra.

Cuando una onda de voltaje circula por un conductor de cierta impedancia característica y llega a un punto donde concurren varias admitancias, se divide de manera precisa entre las líneas que se unen en dicho punto. Entonces la onda de voltaje (incidente) de una descarga atmosférica puede originar tres ondas de voltaje: una de paso que viaja hacia tierra, otra de regreso, y por último, se produce una onda de rebote que pasa por la conexión a tierra de algún equipo conectado al mismo sistema y que se dirige hacia una tierra remota. La Figura 9.1 permite entender mejor este fenómeno. En la Figura 9.2 aparece el diagrama explicativo del arreglo mencionado.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

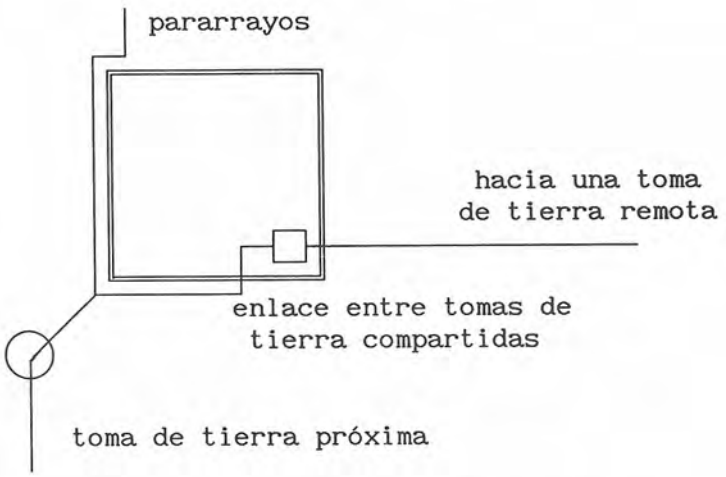


Figura 9.1. Diagrama esquemático de una conexión de pararrayos.

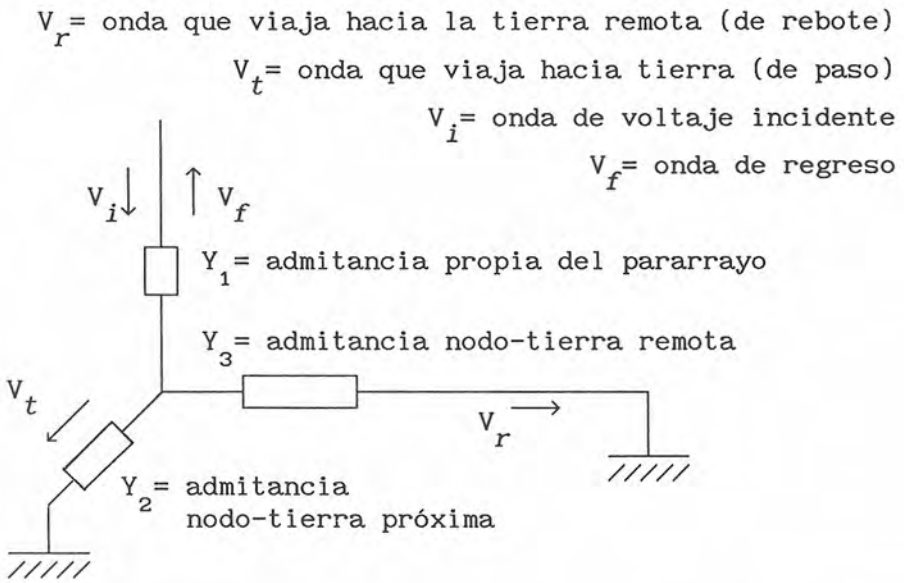


Figura 9.2. Diagrama unifilar del arreglo de la Figura 9.1.

Por esta razón no es recomendable que los equipos electrónicos delicados (computadoras, conmutadores y otros) compartan la toma de tierra con el sistema de pararrayos o

www.elsolucionario.net

con tableros, equipos, maquinaria y subestaciones por donde pueden circular corrientes muy altas.

1.6 Voltaje de paso.

Se entiende por voltaje de paso el potencial entre dos puntos separados por la distancia equivalente a un paso humano, que puede darse en el suelo próximo a una toma de tierra por donde circula una corriente de falla. Para entender este concepto se recomienda revisar la sección 1 del Capítulo 10.

Una toma de tierra está caracterizada por cierta resistencia respecto al globo terráqueo. Si se trata de una sola varilla de tierra –ver expresión (10.1)–, la resistencia de las capas concéntricas que la rodean disminuye conforme se aleja de la varilla, y a cierta distancia pueden empezar a despreciarse.

En caso de una falla a tierra la fuente de voltaje queda directamente conectada a la toma de tierra. El voltaje entre esta toma y la tierra que la rodea (o una tierra remota) es: V = RI, donde: "V" es el voltaje de falla a tierra; "R" es la resistencia a la tierra, e "I" es la corriente de falla a tierra.

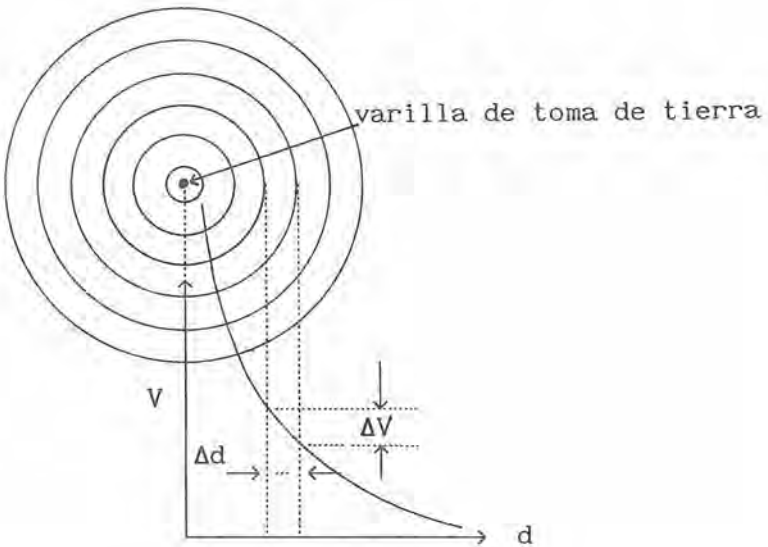


Figura 9.3. Distribución del voltaje de paso.

Entonces la caída de potencial que surge entre la varilla y la tierra se puede representar por círculos equipotenciales cuyo centro es la toma de tierra.

En la Figura 9.3 se presenta una toma de tierra con una varilla, vista de planta, a la que se le aplica un voltaje "V_o". También se muestran las líneas concéntricas equipotenciales

www.elsolucionario.net

a distancias equivalentes al paso de una persona. En la parte inferior de la figura se presenta la curva de la distribución que tiene el voltaje en la superficie de la tierra (para un suelo homogéneo). Se puede ver que para cada paso dado sobre un radio de los círculos equipotenciales, representado por la distancia "Δd", corresponde una diferencia de potencial eléctrico representada por "ΔV", que disminuye a medida que el paso se aleja de la varilla.

Por esta razón, en las instalaciones de subestaciones de alto voltaje o plantas generadoras el sistema de tierras es un emparrillado cuyos claros y profundidad de colocación deben calcularse cuidadosa y precisamente. Además se colocan pisos especiales, los operarios calzan botas aislantes, y se restringe el acceso.

2. Cortocircuito.

Los cortocircuitos pueden tener efectos devastadores. Las causas son: fallas de aislamiento, errores de operación, ondas de voltaje peligrosas, deficiencias en el mantenimiento, vandalismo, agentes naturales (viento, roedores, pájaros, ramas de árboles) y contaminación, entre otros. Se recomienda ver el Capítulo 8 para el cálculo de la corriente de falla por cortocircuito.

3. Sobrecargas.

El término sobrecarga es muy general y puede aplicarse a cualquier variable física. En electricidad se entiende que se trata de corrientes que exceden el valor nominal correspondiente. El origen de las sobrecargas es una demanda de potencia mayor que la nominal, o alguna deficiencia en la instalación.

3.1. Sobredemanda de potencia.

La demanda de mayor potencia, en el mejor de los casos, sucede bajo el conocimiento del personal de operación. Puede ocurrir por: exceso de unidades alimentadas en una salida, equipos de mayor potencia que la prevista, regímenes de trabajo más intensos, arranques muy frecuentes, y en general toda condición que requiera de mayor potencia que la del diseño.

3.2. Sobrecargas por deficiencias del alimentador o del equipo.

a) Voltaje de alimentación menor al nominal. La potencia de un motor eléctrico puede expresarse como sigue:

$$P = K \cdot V \cdot I$$

donde:

P = Potencia mecánica en watts.
V = Voltaje en volts.
I = Corriente en amperes.

www.elsolucionario.net

K = Constante de proporcionalidad
(número de fases, factor de potencia y eficiencia).

Si la potencia mecánica es constante, una disminución de voltaje se traduce en un aumento de la corriente.

b) Disminución de la frecuencia. En redes de suministro normalmente no se presenta este fenómeno. En sistemas de generación privados una reducción de frecuencia provoca una disminución del voltaje, lo que ocasiona la elevación de la corriente.

c) Fricciones internas en motores. La fricción interna de un motor puede aumentar por cualquiera de las causas siguientes: una chumacera (rodamiento) en mal estado o con lubricación defectuosa; una pieza suelta; un objeto extraño que se aloje en el entrehierro; la acumulación de suciedad; o cualquier causa que produzca un desbalanceo. Esto se traduce en un aumento del par y aparece una sobrecarga.

4. Altas temperaturas.

El aumento de temperatura por arriba de valores nominales acorta la vida del aislamiento eléctrico. Si el fenómeno se produce de manera intensa y persistente puede provocar un incendio en el equipo o en la parte de la instalación afectada. Las causas principales de temperaturas altas son las sobrecargas y las sobrecorrientes, pero pueden existir también otras causas:

a) Falla del sistema de enfriamiento o disminución de la capacidad de disipación de calor por: el uso de pinturas inadecuadas, la presencia de polvo, o agentes que se adhieren a las paredes, por obstrucciones en el sistema de ventilación o en la circulación del fluido utilizado.

b) Cercanía a fuentes de calor tales como: tuberías de vapor, hornos, o incidencia directa de rayos del sol.

c) Presencia de corrientes de fuga o conducción a través de los aislamientos –falla incipiente de los aislamientos. Si estos defectos se detectan a tiempo (por observación o por sobrecargas) pueden limitarse los daños y sus consecuencias.

d) Falsos contactos. To la unión entre metales que constituye la vía de una corriente eléctrica está caracterizada por una resistencia de contacto. Esta resistencia depende de la forma y material del contacto, de la oxidación y del acabado, pero siempre es inversamente proporcional a la presión aplicada a los contactos para mantenerlos unidos.

Una gran parte de las fallas en las instalaciones se producen por falsos contactos. Si por alguna razón se reduce la presión: vibración, resorte sin brío (por uso o mal mantenimiento), disminución de la elasticidad del material (por calentamiento); entonces aumenta la resistencia del contacto y debido al efecto Joule la temperatura de la unión aumenta. El calor puede propagarse a través de los conductores y

www.elsolucionario.net

carbonizar los aislamientos, con lo que puede provocarse una falla o fundirse el conductor e interrumpir la vía de corriente.

5. Operación en áreas peligrosas.

Los equipos eléctricos pueden producir flamas o chispas, por lo que en áreas peligrosas se utilizan equipos sellados, conectados de la manera descrita en la sección 3 del capítulo 7, con las características que aparecen en el capítulo 5 de las NTIE, 1981.

6. Uso inadecuado de la energía eléctrica.

El mal uso de la electricidad puede tener consecuencias importantes. A continuación se mencionan algunas de las formas más comunes en que se hace un uso inadecuado de la energía eléctrica.

6.1. Inyección de armónicas a la red.

Cada vez es más frecuente encontrar consumidores que utilizan, con muy buenos resultados, reguladores de voltaje fabricados con elementos de electrónica de potencia (tiristores). Sin embargo, si no se toman las precauciones necesarias, este método puede causar problemas serios tanto a consumidores cercanos como a las telecomunicaciones. Para entender este fenómeno se debe tener presente que la técnica de regulación con tiristores consiste en controlar su tiempo de encendido, de tal forma que permita el paso parcial –durante cierto tiempo– de la onda senoidal del voltaje.

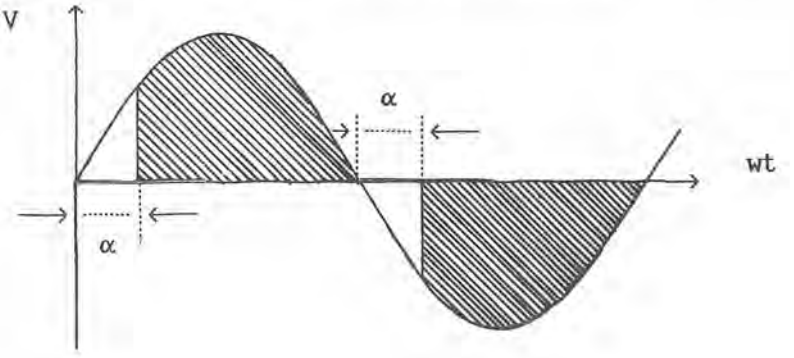


Figura 9.4. Onda de voltaje regulada con un tiristor.

En la Figura 9.4 puede apreciarse este efecto. El ángulo de disparo "α" varía de acuerdo con las necesidades de regulación y la relación del área sombreada entre el área total representa la proporción del voltaje de encendido retrasado respecto del voltaje total (cuando "α" es cero). Esto significa que la corriente que circula a través del tiristor tiene una forma que dista mucho de ser una senoide y aparecen las llamadas armónicas que son inyectadas a la red.

De acuerdo con la sección 7.2 del primer capítulo, una onda periódica no senoidal puede descomponerse en una onda senoidal fundamental –de la misma frecuencia que la onda

www.elsolucionario.net

original– y otras ondas senoidales armónicas cuya frecuencia es, según el orden de la armónica, de dos a "n" veces mayor que la fundamental.

Las armónicas de orden más bajo crean problemas de calentamiento en las máquinas eléctricas y las de orden superior crean interferencia en telecomunicaciones y otros equipos de señales débiles.

Las armónicas pueden eliminarse con filtros que las envían a tierra, pero debido a que el tiempo de encendido cambia cada instante, el contenido de armónicas es variable, y su eliminación es complicada y costosa. Por lo general se resuelve instalando un transformador de aislamiento que puede ser de relación de transformación uno a uno, y un sistema para filtrar las armónicas más perjudiciales.

6.2. Eliminación de protecciones.

Una protección que se dispara frecuentemente no debe substituirse por una de mayor capacidad, ya que puede tratarse de una sobrecarga permanente. Entonces se debe recurrir al proyecto para determinar si la protección fué calculada correctamente. Una situación aún más peligrosa se presenta cuando por falta de repuestos se coloca un puente conductor que elimina la protección –ya sea fusible o interruptor. Este recurso sólo debe utilizarse en forma temporal y bajo vigilancia constante. La eliminación de una protección representa un grave peligro, ya que una falla puede provocar daños importantes y consecuentemente interrupciones del servicio.

6.3. Uso inadecuado de extensiones.

Las extensiones son elementos muy útiles, pero no deben usarse indiscriminadamente. Básicamente deben utilizarse para cubrir necesidades temporales y debe vigilarse que no se sobrecarguen por que se les conecten varios equipos en forma permanente o se sobrecalienten por falsos contactos.

Puede darse la situación de una extensión sobrecargada, cuyo alimentador no lo esté, por lo que las protecciones no detectan la condición anormal. Esto puede producir un sobrecalentamiento local que se convierta en un cortocircuito o en un incendio. Por estas razones debe evitarse que las extensiones estén ocultas, sobretodo detrás de materiales combustibles.

6.4. Operación y mantenimiento deficientes.

En general todos los errores de operación y el mal mantenimiento de las instalaciones pueden provocar fallas, por lo que se debe analizar cuáles son los posibles errores humanos que pueden provocar daños e instalar las protecciones correspondientes para evitarlos.

7. Inversión de la secuencia de fases.

Cuando se habla de las fases de un sistema trifásico se refiere a ellas como A, B y C, que se escogen de forma arbitraria. Sin embargo, una vez definida esta secuencia es importante conservarla en toda la instalación, ya que implica que los motores trifásicos giren

www.elsolucionario.net

en cierta dirección. Un cambio en la secuencia de fases (intercambiar dos entre sí) provoca un cambio del sentido de giro que puede producir daños importantes en máquinas como: bombas, grúas, malacates, compresores y en todos los motores con restricciones de sentido de rotación.

La secuencia de fases puede cambiarse accidentalmente durante reparaciones o transposición de líneas, así que debe instalarse un relevador que detecte el cambio en la secuencia y que envíe una señal que impida el arranque del motor.

8. Pérdida de excitación.

Las máquinas eléctricas síncronas y de corriente directa requieren de un devanado de campo para su excitación. La interrupción de la corriente en el circuito de campo puede tener consecuencias indeseables. En las máquinas de corriente directa pueden producirse los siguientes efectos: que se acelere el rotor (cuando está en vacío) hasta dañarse o hasta que opere la protección de sobrevelocidad, o que el devanado de armadura se queme si se detiene por falta de potencia (cuando está cargado). En las máquinas síncronas una pérdida total del campo ocasiona que se pare el motor y en el caso del generador que el voltaje se reduzca casi a cero; si la pérdida del campo es parcial pueden provocarse fuerzas electrodinámicas tan grandes que afecten la flecha del generador. Por esta razón, se instalan relevadores que envían una señal cuando se presenta un contacto con tierra de algún punto del devanado de campo.

9. Cargas desequilibradas.

La teoría de las componentes simétricas demuestra que cualquier sistema trifásico de voltajes desbalanceados o corrientes desequilibradas puede descomponerse en tres sistemas equilibrados llamados directo, inverso y homopolar (o cero). La componente inversa de la corriente es equivalente a un campo (inverso) que gira en sentido contrario al rotor de la máquina síncrona. Esto provoca que se induzca una fuerza electromotriz (FEM) en las barras del devanado de amortiguamiento. La magnitud de las corrientes que aparecen puede ser tal que se dañe el rotor. Por esta razón se instalan relevadores de secuencia inversa. Además se limita el desbalanceo de las cargas de los consumidores a un máximo de 5%.

10. Medidas de seguridad.

Antes de ver los dispositivos de protección más comunes –relevadores, fusibles e interruptores– es importante describir los elementos y las medidas preventivas que deben considerarse para evitar el peligro, canalizar a tierra voltajes y corrientes peligrosas y limitar los daños.

10.1. Conexión a tierra.

La conexión a tierra de todas las partes metálicas que no deben estar energizadas es una medida elemental de protección para evitar desgracias personales.

En caso de que el aislamiento de un conductor falle y se establezca una vía de corriente con una parte metálica conectada a tierra, se reduce el voltaje entre el objeto y tierra, y

www.elsolucionario.net

la corriente que fluye hacia tierra provoca la operación de la protección del circuito correspondiente. Los requerimientos de la conexión a tierra aparecen en la sección 206 de las NTIE (1981). También se recomienda consultar el capítulo 10 de este libro.

10.2. Apartarrayos.

El apartarrayos es un equipo de protección contra ondas de voltaje peligrosas que viajan por líneas de transmisión o distribución. Se coloca entre las líneas de distribución y los equipos que se desea proteger. Su conexión es entre fase y tierra.

La curva característica de la corriente contra el voltaje–aplicado de un apartarrayos no es lineal, como puede verse en la Figura 9.5. Para el voltaje nominal y hasta cierto valor las corrientes son insignificantes: la resistencia interna del apartarrayos es muy grande. Si el voltaje se eleva más allá del valor "V_o", conocido como voltaje de disparo, la corriente crece rápidamente: la resistencia interna del apartarrayos disminuye notablemente. Cuando esto sucede, la fase correspondiente está conectada a tierra. Cuando disminuye la amplitud de la onda del voltaje peligroso, el valor de la resistencia interna vuelve a aumentar: se restablece el nivel de aislamiento y el apartarrayos deja de conducir.

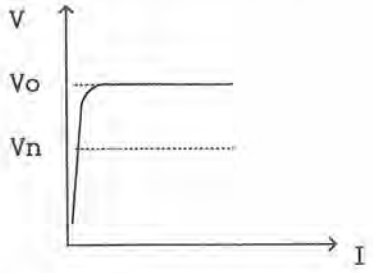


Figura 9.5. Gráfica de corriente contra voltaje–aplicado para un apartarrayos.

10.3. Sistema de pararrayos.

Los pararrayos se utilizan como protección contra descargas atmosféricas –descritas en la sección 1.1 de este capítulo. Consiste en un sistema de barras o electrodos metálicos puntiagudos colocados en las partes superiores de los objetos a proteger. Se interconectan entre sí y al sistema de tierras.

La trayectoria de una descarga atmosférica depende de las condiciones de humedad y contaminación de la atmósfera, de la forma de las nubes, de los objetos que se encuentran en la superficie terrestre, y no siempre es la distancia más corta. Debido a que la concentración de campos eléctricos es mayor en objetos puntiagudos, las descargas escogen su trayectoria a través de chimeneas, torres o esquinas de estructuras o edificios. Precisamente por esta razón los pararrayos son barras metálicas puntiagudas colocadas en las partes altas de los objetos que se desea proteger.

www.elsolucionario.net

Las descargas son un fenómeno probabilístico y no se puede predecir por dónde viajarán, ni los pararrayos pueden garantizar protección absoluta, aunque sí disminuyen drásticamente la probabilidad de daño. Para una protección total de un objeto se requiere de una jaula metálica (de Faraday) conectada a tierra.

Según el "Lightning Protection Code" (NFPA, 78–1968) un objeto está razonablemente protegido cuando queda bajo un cono cuyo vértice superior es la punta de la barra, y que tiene una base de radio igual a dos veces la altura de la punta. Para objetos donde se requiera mayor protección, el radio de la base del cono debe ser igual a la altura de montaje.

La misma norma (NFPA, 78–1968) indica de manera específica los datos para la construcción de una protección contra descargas atmosféricas en edificios:

a) Todas las barras puntiagudas deben estar conectadas, al menos, a dos conductores que vayan a la tierra en direcciones opuestas y con las trayectorias más cortas posibles.

b) Las curvaturas de los conductores deben de ser lo más amplias posible y nunca formar ángulos menores a 90°. Deben estar colocados en el lado exterior de los muros y protegidos contra daños mecánicos (entubados) en zonas de tránsito.

c) Los cables conductores y de interconexion deben tener, por lo menos, 27.9 Kg por cada 100m (187.5 lbs por cada 1000 pies), esto equivale al calibre número 2 AWG (29.9 Kg/100m).

d) Las varillas que sirven como terminal puntiaguda deben tener una altura mínima de 0.6m y la misma sección neta especificada para los cables.

e) En edificios con azoteas planas las terminales puntiagudas deben colocarse en todas las esquinas y sobre las orillas con una separación máxima de 7.5m (25 pies). En el interior de la azotea la separación puede ser hasta de 15m.

f) Todos los componentes del sistema de pararrayos deben estar colocados en forma segura y permanente. El material de las varillas y de todos los elementos del sistema debe estar protegido contra la oxidación y el envejecimiento. Las aristas metálicas de los techos (chimeneas, ductos de ventilación, cornisas, etc.) deben conectarse al sistema de pararrayos.

Los daños que se pueden producir por no instalar pararrayos en estructuras que no tienen elementos metálicos incorporados pueden ser catastróficos. En estructuras de concreto armado donde se supone que las varillas tienen continuidad hasta la cimentación, la descarga puede destruir secciones, especialmente entre el punto que recibe el impacto del rayo y la estructura metálica más próxima, y en el punto de la cimentación por donde tendrá que disiparse la energía del rayo a tierra. Por otra parte, debido a que las varillas de acero estructural sirven de conductores, sufren vibraciones que hacen que en mayor o menor medida se separen de la masa de concreto.

www.elsolucionario.net

En vez de barras puntiagudas también pueden utilizarse conductores desnudos horizontales tipo antena, conectados al sistema de tierra. En este caso el aumento del gradiente eléctrico es inversamente proporcional al radio de dicho alambre.

El sistema de hilo horizontal de protección es muy utilizado en las líneas de transmisión de energía eléctrica, donde se le conoce como "hilo de guarda". El área transversal protegida es un triángulo isósceles cuyo vértice superior es el hilo de guarda y la base es cuatro veces la altura de montaje.

10.4 Neutro aislado.

Este concepto se define en la sección 10 del capítulo 2, como la conexión a tierra del neutro de un equipo a través de una impedancia. La magnitud de la corriente de falla entre fase y tierra puede adquirir valores que dañen seriamente al equipo aún cuando la protección correspondiente opere rápidamente. Esta magnitud se puede limitar mediante la conexión de una impedancia (resistencia o reactancia inductiva) entre el neutro de los devanados (estrella) de baja tensión del transformador y la red de tierra de la subestación.

En teoría la corriente de falla a tierra puede limitarse tanto como se quiera. Sin embargo, una corriente muy pequeña provocaría la aparición de voltajes peligrosos entre el neutro del transformador y la tierra, además de que los relevadores encargados de la detección de dicha falla deberían ser muy sensibles, y por lo tanto muy caros. De manera práctica el IEEE recomienda limitar la corriente de falla a 600 amperes.

10.5 Distancias mínimas de seguridad.

Las distancias mínimas de seguridad se refieren a:

a) Separación entre las líneas de las fases de alta tensión y entre éstas y tierra (estructuras metálicas, postes o árboles, entre otros).

b) Separación entre conductores de cualquier nivel de voltaje: distancias de fuga o resistencia de superficie específica para cada tipo de aislamiento dependiendo de la humedad y la suciedad.

c) Separación entre cualquier parte metálica expuesta a cierto potencial eléctrico y personas que estén en la proximidad: colocación de cercas, barreras, muros, cerraduras y avisos.

d) Por último, es importante mencionar la necesidad de respetar cierta distancia entre líneas de fuerza y circuitos de señalización y control. Las corrientes que circulan en líneas de fuerza (corrientes relativamente altas) pueden provocar que la inducción magnética produzca ruido o inclusive ocasione fallas en líneas cercanas de circuitos de control o señalización (corrientes bajas). Este fenómeno depende de la intensidad de las corrientes de cada circuito, de la distancia de separación y de la calidad del cable que transporta la señal. Por lo general, en baja tensión se recomienda respetar una separación de 30 cm, pero en casos especiales se puede requerir mucho más.

www.elsolucionario.net

10.6 Bloqueos cruzados o interlocks.

Por bloqueos o *interlocks* se entiende la colocación de dispositivos que impiden el cierre simultáneo de dos contactores, interruptores o cuchillas. Se utilizan en motores que giran en ambos sentidos, instalaciones que tienen alimentación normal y de emergencia o para el arranque de motores que no deben funcionar simultáneamente. El bloqueo puede ser eléctrico: por ejemplo, al apretar un botón se energiza una línea y al mismo tiempo se desenergiza otra. También puede ser mecánico: una posición energizada excluye la posibilidad de que otro circuito pueda estar conectado. En casos de equipos muy costosos o sobre todo donde un error puede ser peligroso para las personas que lo operan (grúas, malacates) se emplean ambos bloqueos en forma redundante.

10.7 Desenergización automática.

Existen equipos de tipo enchufable –en inglés *draw out*– que están diseñados y construidos de tal manera que se desenergizan cuando se intenta su retiro. Por lo general se utiliza un microinterruptor que actúa sobre el circuito de un sensor de voltaje. Este método se emplea también en puertas de gabinetes.

10.8 Conexión automática a tierra.

Existen algunos tipos de cuchillas desconectadoras que al abrirlas hacen una conexión firme de las fases con tierra para asegurar el aterrizamiento de éstas antes de que el personal de mantenimiento haga alguna reparación o servicio.

11. Dispositivos de protección.

Un dispositivo de protección en su sentido más amplio es aquél que al presentarse una falla abre el circuito eléctrico. Para lograr esto se requiere desempeñar dos funciones: detectar o sensar la falla y ejecutar la interrupción.

Los fusibles realizan ambas funciones y están constituidos por un sólo elemento: una pequeña cinta metálica hecha de una aleación con un punto de fusión bajo, y de una sección que llevará una corriente específica indefinidamente, pero que se fundirá cuando una corriente más grande fluye.

11.1. Características de un sistema de protección.

En esta sección se describen las características de una protección eléctrica adecuada que además debe tener la robustez necesaria para soportar cambios de temperatura y vibraciones.

a) Confiabilidad. La confiabilidad es la característica más importante, ya que una protección debe ofrecer certidumbre de que operará siempre que se presenten las condiciones anormales para las que fue diseñada. Esta característica se cumple más fácilmente mientras más sencillos son los mecanismos que detectan e interrumpen la falla.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

b) Rapidez. Sería deseable que una protección operara inmediatamente después de que ocurriese la falla; sin embargo, esto no es posible debido a que las señales eléctricas requieren de cierto tiempo para accionar mecanismos que a su vez tardan en desencadenar el efecto de protección deseado. De acuerdo con esto, se establecen los siguientes términos: operación instantánea es aquélla que caracteriza a una protección que no tiene retraso voluntario, y operación de tiempo definido que es la que integra cierta variable en el tiempo.

c) Selectividad. La selectividad es una característica que se atribuye a un sistema de protección en conjunto. Si se supone un sistema eléctrico de configuración radial, cada rama que parte de la acometida tiene varios elementos de protección; el último es aquél que protege contra una falla en el equipo colocado al final de esa rama.

Una protección selectiva es aquélla que, al ocurrir una falla en alguna rama de la instalación, opera para aislar la parte estrictamente necesaria de la rama donde ocurrió la falla. Es decir, opera la protección más cercana a la falla (del lado de la alimentación) conocida como protección primaria.

Entonces se puede decir que la selectividad es la característica del sistema de protección que hace que en caso de falla opere la protección primaria. Si por alguna razón no funciona una protección primaria, debe operar la de respaldo, es decir la que sigue hacia el lado de la alimentación. La función de respaldo se entiende únicamente para los casos de fallas de cortocircuito, ya que la sobrecarga de una derivación puede no ser suficiente como para que opere un respaldo. En caso de que opere la protección de respaldo, deben revisarse las causas y si es necesario modificar la capacidad de la protección primaria.

Es interesante imaginar la situación que se presenta cuando ocurre una falla: todas las protecciones perciben cierta señal de la presencia de ésta, pero su calibración debe ser tal que sólo opere aquélla que está más cerca.

Al conjunto de protecciones calibradas de forma que operen selectivamente se le conoce como sistema coordinado de protecciones.

d) Economía. Un estudio técnico–económico de protecciones debe considerar la inversión necesaria para la instalación y operación del sistema contra el costo de reparación de los posibles daños asociados más el costo de interrupción del servicio. Entonces un sistema de protección será más sofisticado (caro) según el valor de los equipos que protege y la probabilidad de que se produzcan perjuicios.

11.2 Calibración.

La calibración de las protecciones se basa en parámetros obtenidos en la práctica. Si un elemento de protección está calibrado a un valor demasiado sensible, los transitorios o situaciones pasajeras –que no afectan la instalación– pueden ocasionar una señal de disparo que provoque interrupciones en el servicio. Por otra parte, un elemento de protección mal calibrado o que se descalibra es como si no existiera en la instalación.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

No debe modificarse la calibración de un elemento de protección que se dispara con frecuencia. Deben cuidarse su limpieza y ventilación y encomendar su ajuste o recalibración a técnicos especializados. Tampoco es recomendable sustituir un elemento de protección por otro de mayor capacidad, ya que representaría tanto como eliminar la protección contra sobrecargas. Se recomienda revisar el proyecto cuidadosamente y definir si la protección está bien calculada.

11.3 Fusibles.

Se puede decir que los fusibles son el elemento de protección más utilizado en las instalaciones eléctricas. En términos sencillos se trata de un conductor con una calibración precisa para fundirse cuando la corriente que circula por él pasa de cierto límite. Entonces los fusibles cubren las funciones del sensor y del interruptor.

El elemento fusible está colocado dentro de una estructura con terminales y bases para su fijación con los aislamientos necesarios, los que limitan el nivel de voltaje. El elemento fusible puede estar rodeado de aire, arena de cuarzo o algún otro material para enfriar los gases del arco y restablecer el medio dieléctrico.

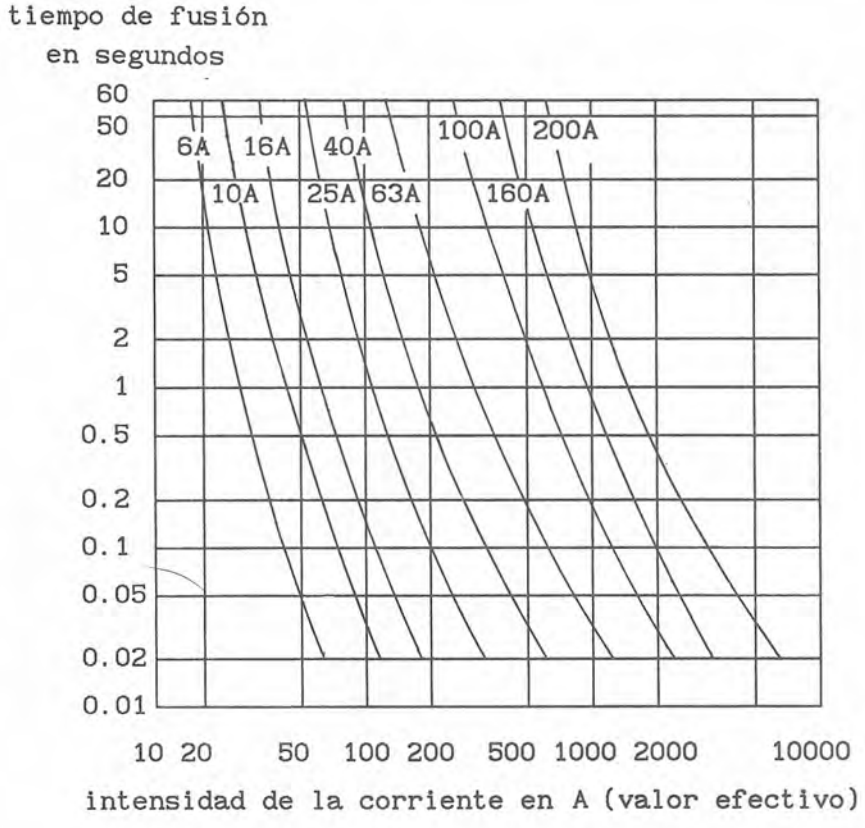


Figura 9.6. Curvas características de operación de fusibles.
Tomado de Catálogo de **Siemens** para fusibles DR, DRVA y DRVAL

www.elsolucionario.net

La calibración del fusible se hace en función de las pérdidas de energía por efecto Joule. La energía que produce la corriente nominal se disipa en el medio ambiente, y la temperatura no afecta las propiedades físicas del fusible. Si la corriente se mantiene durante cierto tiempo por arriba del valor nominal, la temperatura del elemento fusible alcanza su punto de fusión y se abre el circuito. La calibración está hecha para cierta temperatura ambiente, por lo que la falta de ventilación puede modificarla.

La capacidad interruptiva, definida como el producto de la corriente de cortocircuito por el voltaje que aparece en las terminales después de que el fusible abrió el circuito –voltaje de restablecimiento–, depende de la separación de las terminales que rodean al elemento.

Según el diseño y las normas de fabricación cada fusible tiene una curva de operación como la de la Figura 9.6.

El fusible se utiliza más comúnmente como medio de protección contra cortocircuito que contra sobrecarga. Sin embargo existen los llamados "fusibles limitadores de corriente" que también protegen contra sobrecarga.

En sistemas de distribución de media tensión –de 2460V hasta 34KV– los fusibles son el medio de protección más utilizado: casi siempre se instalan en el primario de los transformadores de distribución y en la acometida de los usuarios. Este tipo de fusibles empleados en exteriores tienen una forma característica típica (ver Figura 9.7): están fijados en un juego de cuchillas provistos de accesorios que les permite también ser desconectados y conectados con una pértiga. Se les llama cortacircuitos y son muy populares porque sirven como protección y como medio de conexión y desconexión. Su operación está limitada a personas entrenadas, provistas del equipo y accesorios reglamentarios.

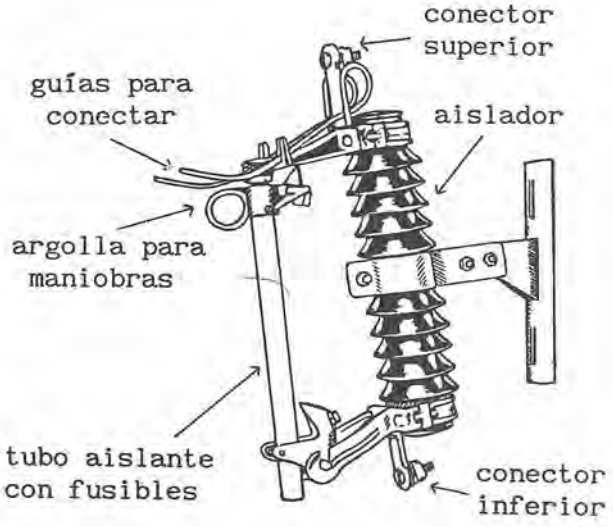


Figura 9.7. Cortacircuitos.

www.elsolucionario.net

Los fusibles para baja tensión se construyen en diversas formas; las más comunes son las llamadas tipo tapón y tipo cartucho. El fusible tapón es de potencias de cortocircuito bajas: se fabrica para corrientes nominales hasta 30A. El tipo cartucho está diseñado para potencias de cortocircuito mayores y para corrientes nominales de 30 a 400 amperes. Para aumentar la capacidad interruptiva se fabrican con varios cambios de sección en forma de zig zag –para aumentar su longitud– o se rellenan de arena.

Los fusibles presentan las siguientes particularidades:

a) Son de una sola operación, ya que después de haber interrumpido la falla debe reponerse el fusible completo o su elemento conductor.

b) Son de operación individual ya que sólo interrumpen la corriente en la fase donde sucedió el cortocircuito o la sobrecarga.

c) Son baratos comparados con otras protecciones.

d) Tienen un tiempo de operación bastante corto, por lo que resulta difícil coordinarlos con otros dispositivos de protección.

e) Tienen una potencia de cortocircuito superior a otras protecciones.

f) Son bastante seguros y difícilmente operan sin causa.

11.4. Interruptores Termomagnéticos.

El interruptor termomagnético se utiliza con mucha frecuencia debido a que es un dispositivo de construcción compacta que puede realizar funciones de conexión o desconexión, protección contra cortocircuito y contra sobrecarga en instalaciones de baja tensión (hasta 600 V).

Está constituido por una caja moldeada con terminales y una palanca para su accionamiento. En el interior están los contactos (uno fijo y otro móvil) que tienen una cámara para la extinción del arco. El sistema de disparo trabaja a base de energía almacenada: al operar la palanca para cerrar los contactos, se oprime un resorte donde se almacena la energía; al operar los dispositivos de protección se libera la energía, y la fuerza del resorte separa los contactos.

La protección contra sobrecarga está constituida por una barra bimetálica que, dependiendo del valor que tenga la corriente así como del tiempo que se mantenga, provoca el disparo que abre los contactos. Esta misma barra está colocada a cierta distancia de una pieza ferromagnética. Cuando la corriente se eleva a valores muy altos (cortocircuito) se crean fuerzas electromagnéticas de atracción capaces de provocar que los contactos se abran en un tiempo muy corto. De esta manera se logra la protección contra cortocircuito. Estos interruptores tienen una calibración que en algunos casos sólo el fabricante puede modificar.

www.elsolucionario.net

La capacidad interruptiva o la potencia máxima de cortocircuito –corriente máxima de cortocircuito por el voltaje de restablecimiento– que puede soportar un termomagnético está limitada por:

a) La separación de los contactos en posición abierta.

b) El tiempo que tardan en abrirse los contactos y llegar a la separación máxima. Este lapso a su vez depende de las masas en movimiento, de la fricción y de la energía que se almacena en el resorte.

c) La capacidad de la cámara de extinción para enfriar los gases del arco.

Si la capacidad de cortocircuito se especifica en amperes se entiende que el voltaje de restablecimiento es el voltaje nominal. Si la corriente de cortocircuito sobrepasa la capacidad interruptiva, las paredes de la cámara de extinción no son capaces de enfriar los gases ionizados y la corriente sigue fluyendo. Entonces la energía disipada por el arco por efecto Joule, debida a la resistencia del arco (RI^2t), aumenta súbitamente y en fracciones de segundo los gases aumentan de volumen produciendo una explosión.

Lo mismo sucede si la corriente es menor que la corriente máxima de cortocircuito, pero el voltaje de restablecimiento –voltaje que aparece en los contactos abiertos después de la falla– es mayor que su voltaje nominal, ya que este voltaje restablece la corriente después de cada paso por cero y el arco se mantiene.

A pesar de la garantía del fabricante de que sus aparatos cumplen con las especificaciones, se requiere que cada interruptor tenga un respaldo, de tal forma que si la potencia del cortocircuito es mayor a la que soporta el aparato, el respaldo –que debe calibrarse para que dispare fracciones de segundo más tarde– opera y detiene el desarrollo de la energía en el arco del elemento que no pudo interrumpir. Cuando actúa una protección de respaldo debe revisarse la instalación, así como el estado físico del aparato que no operó.

Entonces resulta muy importante la calibración relativa –magnitudes nominales– entre dos elementos de protección en la misma rama (cascada o serie). Si el rango de calibración entre ambos es muy amplio, el respaldo puede considerar pequeña a una falla capaz de destruir al elemento de protección que no la interrumpió.

El interruptor termomagnético no se utiliza como protección de sobrecarga en motores de inducción *jaula de ardilla* debido a que la constante térmica de su elemento es relativamente pequeña y puede dispararse con la corriente de arranque de un motor; además la calibración de los interruptores termomagnéticos no cubre toda la escala de corrientes de los diferentes tamaños de motores.

11.5. Relevadores térmicos o bimetales.

El relevador térmico es aquél que tiene un elemento sensor de temperatura de tipo bimetálico, constituido por dos láminas de distinto coeficiente de dilatación térmica unidas mecánicamente mediante un proceso de laminación. La circulación de una corriente eléctrica a través del elemento bimetálico o la corriente que fluye en una

www.elsolucionario.net

resistencia enrollada sobre el bimetal aislado provoca variaciones de temperatura que deforman al bimetal y accionan un microinterruptor. Estos elementos son poco sensibles a las variaciones de la temperatura ambiente.

La aplicación más importante de los bimetales es como sensores de sobrecarga en motores –sobre todo de inducción tipo *jaula de ardilla*–, ya que están sujetos al mismo régimen térmico que los conductores del devanado del motor. Entonces operan cuando una corriente superior a la de calibración permanece por varios minutos, pero permiten que fluya la corriente de arranque (de 5 a 6 veces la nominal) sin enviar la señal de disparo y al mismo tiempo arranques y paros frecuentes en intervalos muy cortos sí provocan el disparo.

La calibración depende de la constante térmica, que a su vez está definida por la masa del material y sus propiedades físicas, así como de la distancia a la que esté colocado el microinterruptor (distancia de calibración). La energía involucrada en el calentamiento del bimetal es:

$$W = \int_{o}^{t} R \cdot i^2 \, dt$$

donde pueden considerarse las corrientes de arranque utilizando el promedio cuadrático de la corriente en el tiempo. A cada motor de cierta potencia y voltaje corresponde un relevador bimetálico preciso.

11.6 Relevadores electromagnéticos.

Los relevadores electromagnéticos son elementos sensores que operan por la interacción de flujos electromagnéticos, producidos en diversos núcleos o trayectorias magnéticas por corrientes proporcionales a las corrientes o voltajes de los circuitos que se desea vigilar. La proporcionalidad puede ser: lineal, cuadrática, diferencial, integral o cualquier otra función en el tiempo, que al alcanzar cierto valor hace operar a uno o varios contactos del relevador y se transmite la señal a otro equipo. Normalmente se requieren transformadores de corriente y/o potencial para la señal que recibe el relevador, el cual dispone de varias terminales para corrientes de 0 a 5 amperes.

Los relevadores electromagnéticos más importantes son: de corriente maximal, de protección diferencial, de voltaje, de secuencia de fase, de pérdida de campo, instantáneos y de tiempo. Existen algunos otros que se utilizan en líneas de transmisión y que no son tratados en este libro, como son los de distancia, de impedancia y direccionales, entre otros. Para mayor información se recomienda consultar a C.R. Mason (1956) y GEC Measurements (1975).

a) Relevador de corriente maximal (sobrecorriente). Este relevador es uno de los más utilizados para protección contra sobrecarga. Este aparato se conoce como relevador de protección 50/51 según la nomenclatura utilizada en los E.U.A. Está provisto de un elemento que opera como integrador de la corriente en el tiempo, y otro de operación instantánea. Se entiende que el elemento instantáneo no tiene retraso intencional pero también tiene una característica variable en el tiempo ya que, aunque

www.elsolucionario.net

las corrientes altas crean fuerzas de magnitudes importantes, se requiere de cierto tiempo para acelerar las masas de las piezas que provocan el disparo (0.05 a 0.1 segundos). Esta característica se grafica en un sistema de coordenadas cartesianas logarítmicas: en las abscisas los múltiplos de la corriente nominal y en las ordenadas el tiempo en segundos. Se dice que tiene una característica de tiempo inversa porque para valores pequeños de corriente corresponden valores altos de tiempo.

La curva característica de operación es como la mostrada en la Figura 9.8: los valores de corriente y tiempo que quedan abajo a la izquierda no provocan la operación del relevador, mientras que los que están arriba a la derecha disparan al relevador. Se puede hablar de una banda donde la operación es incierta y cuyo ancho depende de la calidad del aparato.

Figura 9.8. Curva característica de un relevador de corriente maximal.

Normalmente se tiene la posibilidad de utilizar diferentes curvas paralelas entre sí, como las que aparecen en la Figura 9.9. A este rango de curvas se le conoce como *dial*. El relevador se interconecta al sistema a través de un transformador de corriente que debe ser compatible con los valores nominales de corriente y tensión y con los rangos de protección, tanto en la magnitud como en el ángulo de desfasamiento.

Para diseñar un sistema de protección maximal 50/51 se recomienda seguir los siguientes pasos:

- definir el umbral en el que debe operar el relevador.
- determinar cuántos y cuáles aparatos utilizarán el mismo transformador de corriente que el relevador y calcular la potencia total o *burden*.
- calcular la relación de transformación considerando que la corriente máxima en el secundario del transformador debe ser de 5A y escoger la relación comercial más próxima.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

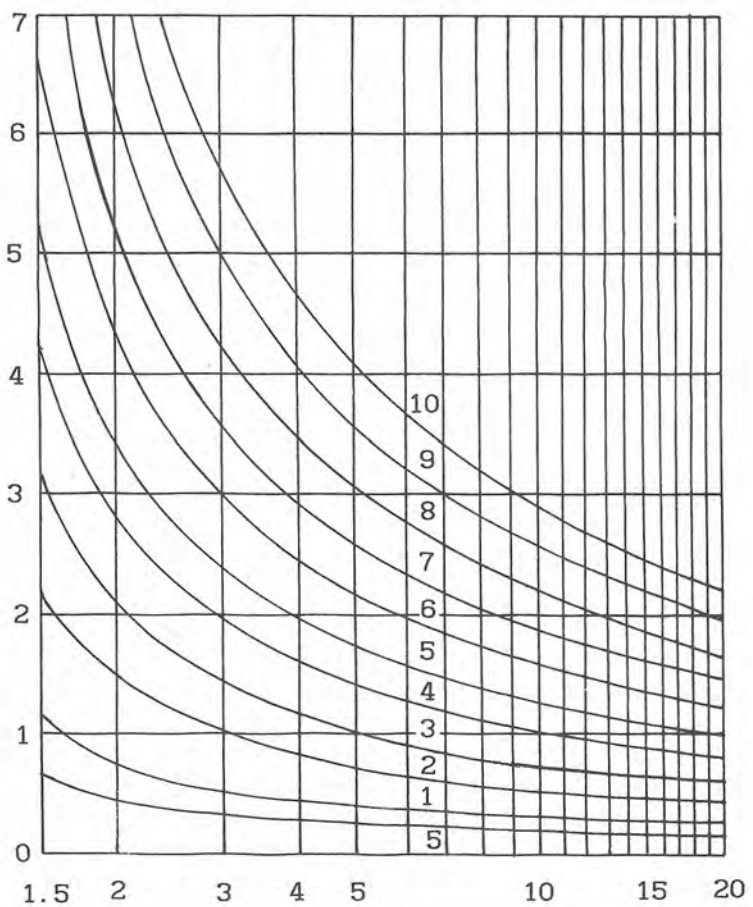


Figura 9.9. Curvas características (de tiempo inverso) de disparo o *Dial* de un relevador. Esta figura se reproduce de Russell Mason (1956) con autorización de General Electric Company.

– especificar el transformador de corriente correspondiente que satisfaga la relación, el *burden,* la clase de aislamiento –nivel de voltaje– y la precisión requerida (error permisible).

– ajustar el *dial* para la curva de disparo deseada, con el fin de asegurar la selectividad de esta protección con respecto a otras similares.

En la Figura 9.10 aparece la conexión de un relevador de corriente maximal para la protección de un circuito trifásico en estrella.

b) Relevador de protección diferencial. Este tipo de relevador opera cuando se detecta una diferencia de magnitud entre las corrientes de dos circuitos o de dos puntos del mismo circuito, lo cual sucede si se establece una corriente de falla hacia tierra. En la nomenclatura de E.U.A. se le conoce con el número 85. Su aplicación típica es para la protección de generadores, transformadores o sistemas de barras (*buses*).

www.elsolucionario.net

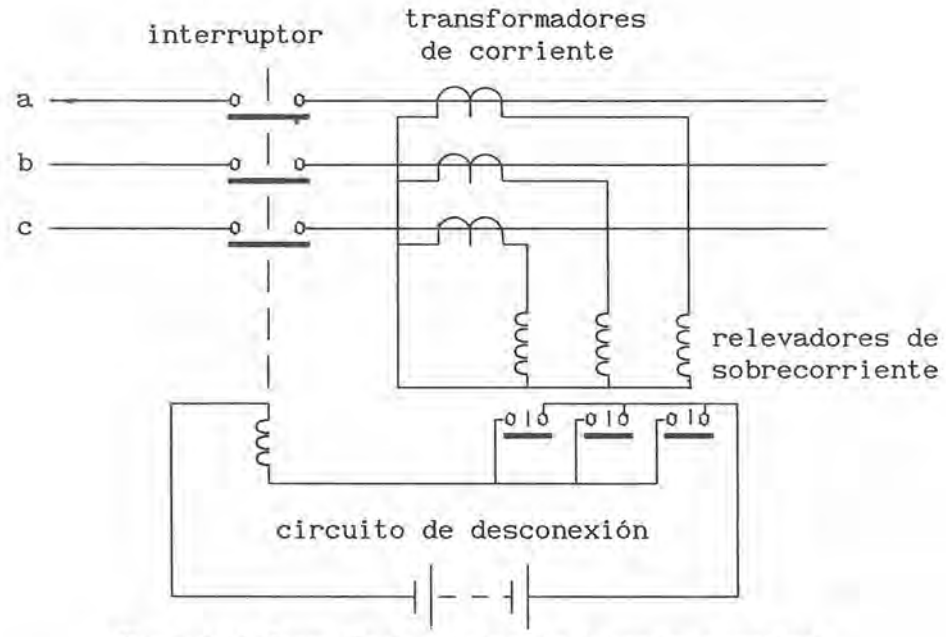


Figura 9.10. Conexión de un relevador de corriente maximal.

En la Figura 9.11 se aprecia el montaje en el devanado de un generador. La corriente que circula por la bobina del relevador es la diferencia entre las corrientes I_1 e I_2, que al llegar a cierto valor opera el relevador. La sensibilidad del relevador puede ajustarse de acuerdo con los elementos del circuito; ésta es especialmente útil en el caso de la protección de un transformador ya que al energizarlo aparece la corriente de magnetización (*inrush*) que aunque sea de muy corta duración puede provocar un disparo en falso. El ajuste preciso es difícil debido a las relaciones de transformación.

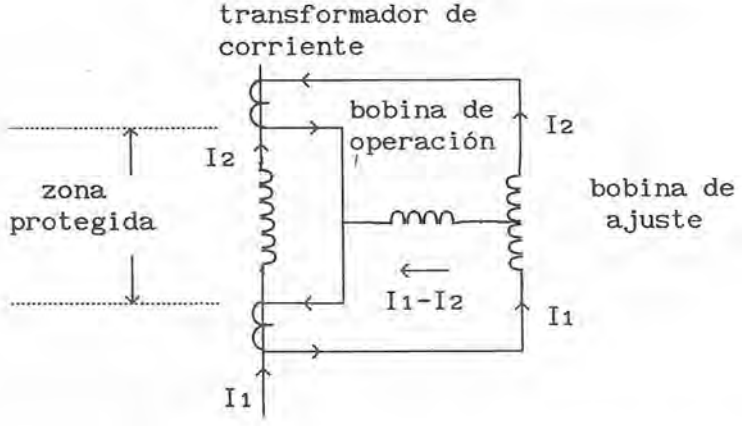


Figura 9.11. Conexión del relevador de protección diferencial en la bobina de un generador

www.elsolucionario.net

c) Relevador de voltaje. El relevador de voltaje está diseñado para actuar cuando el voltaje en una o más fases está fuera de ciertos límites (bajo voltaje o sobrevoltaje). La detección de voltajes abajo del nominal puede ser muy importante en el funcionamiento de motores trifásicos ya que la corriente puede adquirir valores muy altos y provocar daños de consideración.

d) Relevador de tiempo. Este relevador tiene un retardo fijo o ajustable para que sus contactos operen cierto tiempo después de la energización o desenergización de su bobina.

Existen relevadores de tiempo (temporizadores) de tipo electromagnético, electroneumático y electrónico. Se especifican según los lapsos de retardo, la precisión de su calibración, el voltaje para la acción de la bobina, la capacidad de corriente, cantidad de contactos, consumo de energía y en ocasiones parámetros mecánicos.

e) Relevador intermediario. Se conoce con este nombre al relevador más sencillo: un electroimán al cual están acoplados unos contactos que pueden ser normalmente abiertos o normalmente cerrados (la posición normal se entiende con la bobina desenergizada).

Se especifican según el tipo de voltaje (alterno, directo o nominal de la bobina), corriente nominal de cierre y apertura de contactos, potencia interruptiva, tiempo de operación al cerrar y al abrir.

Cuando los contactos son para corrientes altas, a este aparato se le llama contactor, el cual además de los contactos principales tiene contactos auxiliares por donde fluyen corrientes de control.

11.7 Relevador de presión súbita.

El relevador de presión súbita es un sensor mecánico provisto de contactos eléctricos. Básicamente se trata de una válvula de presión (tipo escape) que está colocada entre el depósito de aceite de un transformador y el medio ambiente. Cuando la presión del tanque rebasa el límite permitido se vence la fuerza de un resorte, los contactos cambian de estado y se interrumpe la alimentación eléctrica al transformador.

En caso de una falla incipiente, el aceite reacciona y poco a poco se descompone produciendo gases que aumentan la presión en el depósito. Cuando se llega al valor de calibración, el relevador de presión súbita envía una señal de disparo.

12. Interruptores de potencia.

Un interruptor es un artefacto capaz de abrir un circuito eléctrico por el cual está circulando corriente. Se entiende que puede abrir circuitos en condiciones de falla, es decir, corrientes más altas que las nominales. La operación del interruptor es simultánea en las tres fases y la señal de disparo puede surgir de diferentes dispositivos de protección.

www.elsolucionario.net

Las partes constructivas más importantes de un interruptor son: los contactos –fijos, movibles y auxiliares–, la cámara de extinción, el mecanismo de operación, el medio de extinción, las partes aislantes que sirven de soporte, las conexiones terminales y la estructura de montaje. Los interruptores se clasifican de acuerdo con:

- Nivel de voltaje: alto, medio y bajo.
- Medio de extinción: aire, aceite, vacío, hexafluoruro de azufre o algún otro.
- Condiciones de instalación: interiores, intemperie o ambientes con peligro de explosión.
- Número de fases: monofásico o trifásico.
- Tipo de accionamiento: eléctrico, neumático, hidráulico o mecánico (de energía almacenada a través de resortes).

Además de las características señaladas la especificación debe incluir: la corriente nominal, la capacidad interruptiva, la corriente máxima de paso (pico de corriente de falla que puede soportar sin que se requiera su interrupción), tiempo de apertura, tiempo de cierre, voltaje nominal, voltaje de pruebas y particularidades de su operación y mantenimiento.

A continuación se describen algunos de los interruptores:

12.1 Interruptor en aceite.

Es un equipo voluminoso y costoso que por lo general se utiliza únicamente en sistemas de potencia para protección y maniobras de enlace.

12.2 Interruptor en pequeño volumen de aceite.

La extinción del arco se logra mediante la inyección de aceite con la presión creada por la descomposición de moléculas de aceite en el mismo arco. Se utiliza como medio de protección y de conexión especialmente en voltajes medios –4160 V a 34 KV–. Se acciona eléctricamente con una fuente de alimentación de bajo voltaje.

12.3 Interruptor en aire para bajo voltaje.

Este equipo está compuesto por: un contactor en aire capaz de interrumpir corrientes de cortocircuito –opera a base de energía almacenada en resortes– tres transformadores de corriente, relevadores 50/51 para detección de fallas entre cualquiera de las fases y tierra, y relevadores térmicos.

Debido a su costo elevado no es común encontrarlo en instalaciones de tamaño pequeño y mediano.

www.elsolucionario.net

12.4 Interruptor con fusibles.

Este tipo de equipo aprovecha la alta capacidad interruptiva que tienen los fusibles. Se utiliza como medio de desconexión y protección en el primario de transformadores de instalaciones de media tensión –4160 V hasta 34 KV–.

Está compuesto por unas cuchillas desconectadoras operadas en grupo que están en serie con unos fusibles que son los que protegen contra cortocircuito. Las cuchillas tienen un sistema de resortes que puede ser accionado manualmente o con un motor eléctrico. La energía almacenada cierra o abre las cuchillas en forma segura y rápida.

El disparo o cierre puede controlarse a través de una o dos bobinas y puede instalarse un mecanismo que provoca la apertura de las tres fases en caso de que uno de los fusibles opere. También puede disponerse de cuchillas auxiliares de desgaste que cierran un poco antes y abren al último para evitar el desgaste de los contactos principales en maniobras de conexión y desconexión. Existen diferentes versiones comerciales disponibles de este tipo de interruptor.

12.5 Interruptor de seguridad.

Este aparato es similar al interruptor con fusibles; se utiliza en baja tensión hasta 480 volts y para corrientes de hasta 200 amperes.

Se fabrican para 2 ó 3 fases y su operación es en grupo a través de una palanca. Su empleo típico es como medio de desconexión y de protección después de los medidores para las instalaciones con acometida en bajo voltaje. Por lo general se coloca dentro de una caja metálica y se usa en interiores.

Se utiliza frecuentemente en instalaciones residenciales: el interruptor de seguridad –también llamado de navajas– de 30 amperes alimenta un tablero con interruptores termomagnéticos de menor corriente nominal –15 ó 20 amperes. En algunas ocasiones la falla provoca la operación del fusible aunque esté más lejos de ella que los termomagnéticos. Esto se debe a la diferencia entre las curvas de disparo. Es normal que al ocurrir un cortocircuito opere el fusible, pero en caso de sobrecarga debe operar el termomagnético.

12.6 Interruptor de tres vías o doble tiro.

Este nombre se asigna a un interruptor tipo navaja de dos o tres posiciones, las cuales permiten tener dos alimentadores alternativos para una carga o desconectar cualquier alimentación. Se utiliza en la conexión y desconexión manual de plantas eléctricas de emergencia para invertir la secuencia de fases en motores que pueden girar en ambos sentidos o en instalaciones que disponen de dos alimentadores.

12.7 Restauradores.

El restaurador es un dispositivo autocontrolado capaz de interrumpir la corriente de cortocircuito y volver a cerrar el circuito después de transcurrido cierto tiempo. Si el cortocircuito persiste, el ciclo se repite un número determinado de veces (tres por lo

www.elsolucionario.net
general) hasta quedar definitivamente abierto. Es un dispositivo muy útil en las redes de distibución donde por lo general el 75% de las fallas son momentáneas y las interrupciones pueden ser costosas.

Las características más importantes de un restaurador son: la corriente nominal, el voltaje máximo de operación, la corriente máxima de disparo, la capacidad interruptiva y el número de operaciones de recierre.

www.elsolucionario.net

CAPITULO 10. SISTEMA DE TIERRAS

En este capítulo se plantean los lineamientos prácticos para el diseño del sistema de tierras para instalaciones comerciales e industriales. Para centrales eléctricas y subestaciones grandes debe recurrirse a otra literatura.

En una instalación eléctrica la conexión a tierra tiene una importancia primordial para la protección del personal y de los equipos. Una instalación eléctrica no puede considerarse adecuada si no tiene un sistema de tierra que cumpla con todos los requisitos para proporcionar esta protección. En la sección 206 de las NTIE (1981) aparecen los requisitos que deben cumplirse. Se recomienda consultar el capítulo 2 donde aparecen algunas definiciones relativas a tierras y neutros.

1. El concepto de resistencia a tierra.

Eléctricamente, el globo terráqueo es considerado con potencial cero. No obstante el material que la compone puede tener una resistividad eléctrica muy alta, así que para conseguir una toma de tierra adecuada, debe hacerse un estudio para tener la certeza de que la resistencia está dentro de límites adecuados (permitidos).

De acuerdo con el diccionario IEEE (std. 100-1977) la resistencia a tierra es la que existe entre el electrodo de la toma de tierra que se desea considerar y otro electrodo lejano de resistencia cero. Por lejano se entiende que está a una distancia tal que la resistencia mutua de los electrodos considerados (cambio de voltaje producido en un electrodo por la circulación de un Ampere de corriente directa en el otro) es esencialmente cero.

El significado de la resistencia a tierra puede entenderse si se analiza el flujo de corriente que circula por una varilla o barra enterrada (verticalmente) y cómo se dispersa por la tierra que la rodea. La parte del suelo que está directamente en contacto con la varilla o barra tiene un papel muy importante en el camino de este flujo de corriente.

Considérese un tubo de un centímetro de espesor del material que rodea la varilla y divídase en secciones que tengan una altura y una longitud media de arco igual a un centímetro, tal y como se muestra en la Figura 10.1. Si se pudiera medir la resistencia entre la superficie interior y exterior (suponiéndolas equipotenciales) de un elemento de esas dimensiones, se obtendría la definición de resistencia volumétrica unitaria: Ohms por centímetro cúbico. El volumen elemental se considera de material homogéneo y el flujo de corriente se considera uniforme.

La resistencia total de este tubo que rodea la varilla puede calcularse sumando en paralelo las resistencias de todos los elementos de un centímetro cúbico que lo componen.

El siguiente paso es hacer la misma operación para un segundo tubo de un centímetro de espesor que rodee al primero. Ahora la resistencia de los dos tubos es la suma de las

www.elsolucionario.net

obtenidas para cada uno de ellos. Se procede de igual manera para un tercer tubo del mismo espesor y así sucesivamente hasta el enésimo y se suman todas las resistencias. Entre más lejanos estén los tubos de la varilla, el número de elementos unitarios de volumen será mayor y la suma total de sus resistencias en paralelo será menor. Así se puede despreciar la resistencia de los tubos que estén muy alejados de la varilla o barra de tierra.

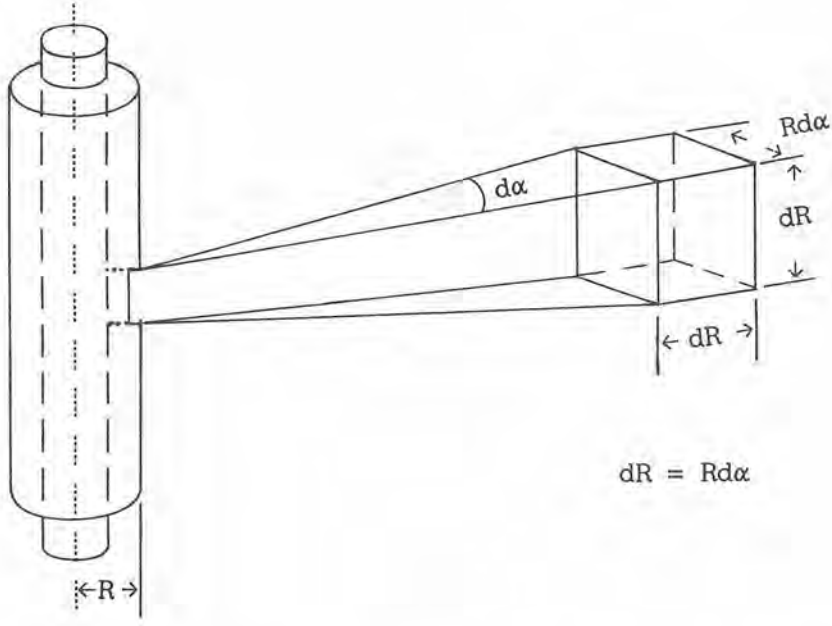


Figura 10.1. Tubo de espesor elemental (un centímetro) que rodea la barra de tierra y detalle de una sección.

La resistencia a tierra de un sitio puede variar dentro de un rango muy amplio, ya que depende del tipo de material que tenga el suelo, de su contenido de humedad y de la temperatura. Para instalaciones importantes se recomienda medir la resistividad de la tierra del lugar de la instalación para diseñar las tomas de tierra.

1.1. Valores aceptables.

En el párrafo 206.49 de las NTIE (1981) se especifica que el valor de la resistencia a tierra no debe ser mayor de 25 ohms. Sin embargo los autores recomiendan que esté entre 5 y 10 ohms.

En instalaciones donde se pueden presentar corrientes de fallas a tierra muy grandes, la resistencia a tierra deberá ser menor. Mientras mayor sea la corriente de falla a tierra, mayor (más peligrosa) será la diferencia de potencial entre cualquier parte metálica

www.elsolucionario.net

conectada a la toma de tierra (electrodo enterrado) y el piso de los alrededores de ésta. La caída de voltaje entre el electrodo de tierra y cualquier punto del suelo será igual a la resistencia entre ellos por la corriente (de la falla a tierra) que circula por esa trayectoria (en el capítulo 9 se explica la peligrosidad de este efecto en el *voltaje de paso*).

En la Tabla 10.1. aparecen valores típicos de la resistencia que presentan distintas composiciones de suelo. En la Tabla 10.2. se presenta la variación de la resistividad de la tierra en función del contenido de humedad y en la Tabla 10.3. información relativa al efecto de la temperatura en la resistividad del suelo.

1.2. Cálculo de la resistencia a tierra.

En 1936 H.B. Dwight propuso una serie de fórmulas para el cálculo de la resistencia a tierra. Estas fórmulas son aproximadas (incluyen el efecto de imágenes) pero facilitan el trabajo del proyectista. Aquí se reproducen tres de las más utilizadas que aparecen en la *tabla 8 del estándar IEEE 142-1982, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, copyright © 1982 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., con el permiso del Departamento de Standards del IEEE:*

a) Barra o varilla de longitud "L" y radio "a" (ambos en centímetros) enterrada verticalmente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi \cdot L}\left[\ln \frac{4L}{a} - 1\right] \qquad (10.1)$$

donde:

R = Resistencia a tierra en ohms (Ω).
ρ = Resistividad específica del suelo en ohms x cm (Ω•cm).

b) Alambre de radio "a" y longitud "2L" enterrado horizontalmente a s/2 de profundidad (todas las dimensiones en centímetros):

$$R = \frac{\rho}{4\pi \cdot L}\left[\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \cdots\right] \qquad (10.2)$$

c) Alambre de diámetro "d" en anillo de diámetro "D", enterrado a s/2 de profundidad (todas las dimensiones en centímetros):

$$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D}\left[\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s}\right] \qquad (10.3)$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Por lo general resulta necesario colocar varias barras o varillas para lograr una buena conexión a tierra. Sin embargo, si las varillas (u otros elementos metálicos) se entierran en una zona pequeña (cercanas entre sí), los flujos de corriente utilizarían las mismas trayectorias y disminuiría la capacidad de conducción del suelo.

En otras palabras, si se tienen "n" varillas con resistencia "r" por cada varilla, la resistencia a tierra no sería "r/n", sino que se vería afectada por un coeficiente de agrupamiento, que depende del número de varillas y de la separacion entre ellas.

En la Figura 10.2 se presenta este coeficiente (H.B. Dwight, 1936) considerando varillas de 3/4" (19 mm) de diámetro y 10 pies (3.05 m) de longitud colocadas formando un cuadro. Los números de las curvas indican las separaciones en metros.

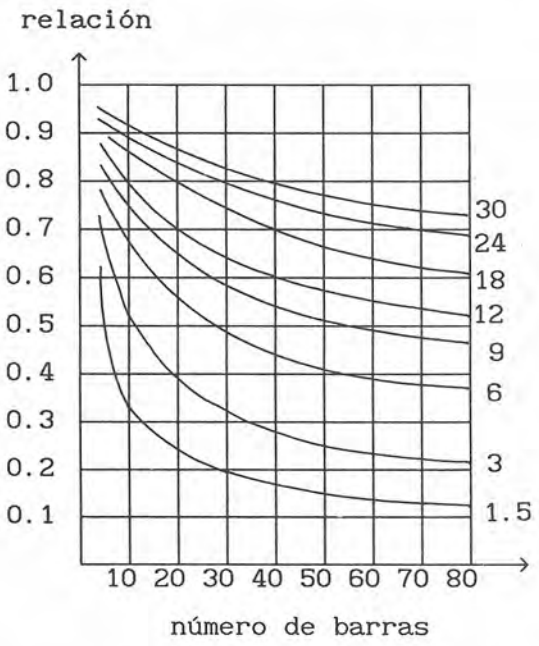


Figura 10.2. Disminución de la conductividad de barras a tierra en paralelo por el efecto de agrupamiento obtenida por H.B. Dwight (1936).

2. Tratamiento del suelo.

De acuerdo con la textura del suelo puede aplicarse un tratamiento químico que logre reducir la resistividad entre un 15% y hasta un 90%. Para este fin se puede utilizar cloruro de sodio (sal común), sulfato de magnesio o sulfato de cobre. La aplicación de estos productos se hace en una trinchera alrededor del electrodo pero de tal forma que no entren en contacto directo con él. Al principio los efectos del tratamiento no son apreciables pero mejoran con el tiempo o humedeciendo la zona. En caso de que se decida mejorar la conductividad únicamente mojando el suelo que rodea al electrodo, debe mantenerse constantemente húmedo para que resulte adecuado.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tablas

Tabla 10.1. Resistividad de suelos y resistencia de una varilla.

Tipo de suelo	Resistividad (Ω•cm)			Resistencia de una varilla de 5/8" (16mm) x 10 pies (3m) (Ω)		
	Prom	Mín	Máx	Prom	Mín	Máx
Relleno de: ceniza, carbón, residuos de salmuera, agua salada	2370	590	7000	8	2	23
Arcilla, pizarra, barro, tierra negra	4060	340	16300	13	1.1	54
- mezclado con grava y arena	15800	1020	135000	52	4	447
Grava, arena o piedras con arcilla o tierra negra	94000	59000	458000	311	195	1516

Esta tabla se reproduce de ANSI/IEEE Std 142-1982, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Copyright ©1982 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla 10.2. Efecto del contenido de humedad en la resistividad del suelo.

Contenido de humedad (% del peso)	Resistividad (Ω•cm)	
	Tierra arenosa	Arcilla con arena y marga
0	$>10^9$	$>10^9$
2.5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Esta tabla se reproduce de ANSI/IEEE Std 142-1982, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Copyright ©1982 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

Tabla 10.3. Efecto de la temperatura en la resistividad del suelo*.

Temperatura °C	Temperatura °F	Resistividad (Ω•cm)
20	68	7200
10	50	9900
0(agua)	32	13800
0(hielo)	32	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

*Arcilla (marga) con arena con 15.2% contenido de humedad.

Esta tabla se reproduce de ANSI/IEEE Std 142-1982, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Copyright ©1982 por The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, con el permiso del Departamento de Standards del IEEE.

www.elsolucionario.net

CAPITULO 11. PRUEBAS PARA LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

En este capítulo se plantea la necesidad de realizar ciertas pruebas que permitan comprobar que la ejecución de una instalación cumple con la especificación del proyecto, con las normas vigentes, y que la calidad de los materiales y mano de obra es adecuada.

Las pruebas de una instalación eléctrica deben desarrollarse a lo largo de las etapas de proyecto y construcción de acuerdo con un programa, cuya elaboración dependerá de la magnitud de la obra, de la existencia de equipos especiales (por ejemplo: a prueba de explosión) y del avance correspondiente. En una obra debe supervisarse el colado de losas y columnas para verificar las trayectorias de los ductos, asi como su estado físico (que no tengan obstrucciones o deformaciones). También debe ponerse atención a la colocación exacta de las cajas de salida y a su firmeza con respecto a la estructura. La supervisión del avance permite corregir fallas antes de terminar con el acabado y así certificar la calidad de la instalación.

Todos los resultados de las pruebas efectuadas deben registrarse en una bitácora, con observaciones detalladas de las situaciones que se presenten.

Las pruebas a las instalaciones eléctricas pueden agruparse de la siguiente manera: inspección visual; pruebas de operación, de aislamiento, mecánicas y del equipo.

1. Inspección visual.

La supervisión de la ejecución es importante ya que permite detectar deficiencias en los materiales utilizados y en la forma en que se colocan e instalan. La inspección visual debe hacerse desde el inicio de la construcción hasta la recepción final.

La revisión implica asegurarse de que se instalaron todas las tapas, empaques y tornillos necesarios; que las unidades de alumbrado estén colocadas correctamente; que todas las uniones estén debidamente apretadas; que las secciones de los conductores correspondan a las especificaciones del proyecto; que la pintura utilizada sea la especificada; etc. Se recomienda que una persona dedique el tiempo que sea necesario a la supervisión de todos los detalles. En algunos casos serán necesarios los servicios de uno o varios ingenieros de tiempo completo.

2. Pruebas de operación.

El objetivo de estas pruebas es verificar el funcionamiento de todos los elementos de la instalación de tal forma que en condiciones de plena carga no se presenten temperaturas anormales.

En la primera fase se debe hacer operar a los equipos y elementos en el mayor número de combinaciones o posibles situaciones que pudieran presentarse.

www.elsolucionario.net

En la prueba de elevación de temperatura deben conectarse todas las cargas que podrían operar simultáneamente durante un lapso mínimo de 8 horas. Ninguno de los equipos, materiales y partes de la instalación en general debe rebasar el límite de temperatura marcado en sus especificaciones.

3. Pruebas de aislamiento.

La vida de una instalación y su operación segura depende en gran medida de la vida del aislamiento (ver Capítulo 1). Por esta razón la comprobación del nivel de aislamiento resulta fundamental.

El nivel de aislamiento de una instalación eléctrica se entiende como la capacidad del aislamiento para oponerse a las corrientes de conducción y de fuga cuando se aplica un voltaje entre todas las partes vivas conectadas entre sí y las estructuras metálicas y partes normalmente conectadas a tierra.

Las pruebas de aislamiento deben comprobar que el nivel de aislamiento mínimo esté por encima de cierto valor establecido en las especificaciones del proyecto, o en otras normas aplicables. Estas pruebas son precisas y dan poco margen a interpretaciones subjetivas.

Para el caso de un conductor eléctrico aislado el problema es encontrar la corriente de conducción a través de su aislamiento, que normalmente está en contacto con otros materiales conductores. Esta corriente de conducción depende de varios factores:

- Calidad y espesor del material aislante.
- Diámetro del conductor (sin considerar el material aislante).
- Longitud del conductor.
- Superficie de contacto entre el material aislante y el conjunto de materiales conductores adyacentes.
- Temperatura del material aislante.

En la medición deben considerarse también las corrientes de fuga, es decir, las corrientes que aparecen en la superficie de los materiales aislantes. Estas dependen de:

- Tipo y calidad del material.
- Acabado de la superficie.
- Características ambientales: humedad, temperatura y presencia de contaminantes.
- Dimensiones geométricas.

Debido a esta gran variedad de factores no es posible precisar de manera exacta los valores de la resistencia de aislamiento de cierto conjunto.

www.elsolucionario.net

En la Tabla 11.1 se reproduce la tabla 1.5 del apéndice 1 de las NTIE (1981), donde se presentan los valores mínimos de resistencia de aislamiento recomendados para instalaciones.

3.1. Prueba de aislamiento con megger.

Existe un instrumento conocido con el nombre de *megger,* que es muy útil en la medición de valores de resistencia muy altos (del orden de megohms). El *megger* aplica un voltaje y mide la resistencia entre un conjunto de elementos conductores conectados a una de sus terminales y las partes unidas a tierra a la otra terminal también se puede medir el nivel de aislamiento entre las fases.

En la prueba del nivel de aislamiento de una instalación, debe tenerse especial cuidado con el neutro de trabajo, ya que está conectado con partes vivas (de hecho pertenece a éstas). Por esta razón se desconecta el neutro de la alimentación y se evita el retorno por su conexión con la tierra de la subestación.

3.2. Ejemplo de análisis de prueba con megger.

Supóngase que una parte de una instalación de un edificio (industrial, comercial, hotel, etc.) está formada por un tablero trifásico de pared con interruptor principal y 20 circuitos derivados, que alimentan lámparas y contactos, con calibres mayores de # 10, pero que no manejan más de 50 A. En la Tabla 11.1 se especifica que la resistencia mínima de aislamiento para esas condiciones debe ser de 250,000 ohms. Debido a que las lámparas están conectadas a los circuitos derivados, el valor de la resistencia puede reducirse a la mitad (ver nota de la Tabla 11.1).

Entonces la resistencia mínima aceptable que debe obtenerse en la medición es un medio de 250,000 ohms, es decir 125,000 ohms.

Procedimiento de la prueba:

- Verificar la operación del *megger.*
- Escoger una escala apropiada para que el valor de 125,000 ohms esté cuando menos a la mitad de escala.
- Asegurar una fuente de luz si el tablero está en la obscuridad.
- Desconectar el interruptor principal y el hilo neutro procedente de la alimentación (puede estar sólidamente conectado a tierra).
- Poner todos los interruptores termomagnéticos derivados en posición de encendido (ON).
- Vigilar que los apagadores estén en la posición encendido (ON).
- Asegurarse que todos los contactos estén libres.

www.elsolucionario.net

La medición de la resistencia de aislamiento se hace entre cualquier punto de las partes vivas, inclusive la barra neutra del tablero, y la barra (o el hilo) de la conexión a tierra del tablero (tierra física). Si el *megger* indica un valor de 125,000 ohms o más, el aislamiento es adecuado.

Si el valor de la resistencia es cero, esto indica que existe algún punto de contacto entre el conjunto conductor y la tierra física (por lo general a través del neutro de trabajo, o sea, el retorno de las lámparas y/o contactos). Se recomienda entonces proceder de la siguiente manera:

- Colocar los interruptores de todos los circuitos derivados en la posición de apagado (OFF)
- Colocar en posición de apagado (OFF) todos los apagadores
- Medir la resistencia a tierra de la barra neutra del tablero.
- Si el valor obtenido es adecuado, se introducen uno por uno los circuitos derivados, hasta que se presente la falla.
- Si el valor de la resistencia para la barra neutra del tablero no es el deseado, se tienen que desconectar uno por uno los neutros de los circuitos derivados, hasta que se localice el circuito con la falla.

La prueba del *megger* es muy importante en la recepción de una instalación eléctrica. Tal vez no sea tan importante el valor exacto de la resistencia mínima, pero no deben aceptarse valores muy bajos ni mucho menos una resistencia de casi cero. Un valor muy bajo indica que un punto está próximo a fallar. El valor cero indica una falla franca que puede estar localizada en una parte energizada.

Si la falla se localiza sobre el neutro de trabajo (hilo de retorno), algún punto está expuesto a un voltaje diferente a la tierra física y pueden aparecer arcos eléctricos, lo que, además de representar pérdidas, puede resultar peligroso si por alguna causa se interrumpe la continuidad entre el hilo neutro y la tierra física.

3.3. Prueba de voltaje aplicado

La medición con el *megger* puede no resultar suficiente, ya que en promedio el aislamiento puede estar bien, y sin embargo pueden existir lugares (picos o aristas) donde la aplicación del voltaje nominal o de una onda transitoria pueda provocar una falla, especialmente en instalaciones de media tensión.

Por esta razón debe aplicarse un voltaje de prueba (que se calcula más adelante) entre todas las vías de corriente agrupadas entre sí y la tierra física. La aplicación de voltaje se hace paulatinamente desde cero hasta el voltaje de prueba y se mantiene por un minuto (o algún otro lapso definido en el proyecto). Aunque esta prueba no se considera destructiva puede provocar una falla del aislamiento.

En instalaciones con equipo nuevo, el voltaje de prueba se calcula con la relación:

www.elsolucionario.net

$$V_{prueba} = 2 \cdot V_n + 1500 \quad volts$$

donde:

V_n = voltaje nominal en volts.

Para equipos o instalaciones reparadas este valor se reduce a 70%.

La prueba de voltaje aplicado se lleva a cabo en aparatos de cualquier tensión, pero no es común que se practique en instalaciones de bajo voltaje.

La prueba de voltaje aplicado es de tipo "pasa o no pasa": si no se produce una falla mientras se mantiene el voltaje, la instalación o equipo queda aprobado. Esta prueba es peligrosa ya que se manejan voltajes altos, así que debe contarse con personal calificado para su ejecución.

Las condiciones de esta prueba pueden variar de acuerdo con las especificaciones particulares; es decir, los valores del voltaje de prueba, el tiempo de prueba y la manera de agrupar los conductores pueden ser diferentes a los aquí descritos. En algunas ocasiones se utiliza corriente directa.

4. Otras pruebas.

Las pruebas al equipo deben estar especificadas en el contrato de compra–venta y normalmente son responsabilidad del fabricante aunque son supervisadas y aceptadas (o rechazadas) por el comprador.

En algunas circunstancias se pueden requerir de ciertas pruebas mecánicas para una instalación eléctrica. Por lo general se refieren a la rigidez mecánica de los tableros, de las unidades de alumbrado, de las salidas y de los soportes en general. Tales pruebas deberán definirse en las especificaciones del proyecto.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

TABLAS

Tabla 11.1. Valores de resistencia de aislamiento recomendados para instalaciones eléctricas (reproducción de la tabla 1.5 apéndice 1, NTIE, 1981).

Instalación	Resistencia de aislamiento (ohms)
Para circuitos con conductores # 14 o # 12 AWG	1,000,000
Para circuitos con conductores # 10 o mayores, y con capacidad de conducción de corriente de:	
- 25 a 50 A	250,000
- 51 a 100 A	100,000
- 101 a 200 A	50,000
- 201 a 400 A	25,000
- 401 a 800 A	12,000
- más de 800 A	5,000

Notas a la Tabla 11.1.

a) Los valores de esta tabla deben medirse con todos los equipos que normalmente forman parte de los circuitos, tales como tableros, portafusibles, medios de desconexión y dispositivos de protección contra sobre–corriente, instalados en su lugar y conectados.

b) Cuando las lámparas y los aparatos de utilización estén conectados a los circuitos derivados, la resistencia mínima de aislamiento de los circuitos puede tomarse como la mitad de los valores de esta tabla.

c) Donde las condiciones del ambiente sean tales que las canalizaciones o equipos estén expuestos a una humedad excesiva, puede ser necesario considerar valores diferentes a los de esta tabla.

www.elsolucionario.net

CAPITULO 12. COSTO Y POSIBILIDADES DE AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA

1. Introducción

La electricidad es sin lugar a dudas la forma de energía que ofrece más ventajas para su transportación y distribución. Esto la ha convertido en uno de los servicios más importantes para la sociedad y como tal se espera que esté disponible para cualquiera que lo solicite.

La producción de la electricidad se logra mediante procesos de transformación que utilizan diversas fuentes de energía disponibles en la naturaleza, tales como los combustibles fósiles, los ríos, los mantos geotérmicos, los combustibles nucleares y el sol.

La energía eléctrica no puede almacenarse más que en cantidades insignificantes por lo que debe generarse en el mismo instante en que el consumidor la requiere. La compañía suministradora debe estar preparada para satisfacer la demanda de electricidad antes de que el consumidor haga uso de ella. Por esta razón las compañías suministradoras, que ofrecen un servicio continuo, requieren de una capacidad de reserva que garantice que la oferta siempre sea superior a la demanda.

2. Costos y tarifas

Los usuarios de electricidad constituyen un grupo heterogéneo que normalmente se clasifica por la región en que se ubican, por el tipo de conexión al sistema y por su patrón de consumo. Esta diversidad de clientes requiere del establecimiento de diferentes tarifas que reflejen los costos del suministro a cada tipo de usuario. Por ejemplo es menos costoso satisfacer la demanda de un cliente que se conecta a la tensión de las líneas de transmisión, que a otro que sólo pueda conectarse en el nivel de tensión más bajo de la red.

La determinación de los costos de suministro se hace mediante la contabilización de los gastos directos e indirectos necesarios para el suministro o mediante la aplicación de costos marginales. La diferencia más importante entre estos dos métodos es que utilizando el prorrateo de costos contables se obtienen costos promedio, mientras que los costos marginales representan el costo de suministro necesario para satisfacer los cambios de la demanda. La ventaja del último es que lleva implícita una asignación eficiente de los recursos. En el caso de la utilización de costos contables se hace necesario incluir medidas regulatorias para promover el uso eficiente.

Del análisis de los costos contables o marginales surgen las tarifas aplicables a los diferentes tipos de usuarios. Estas tarifas normalmente incluyen algunos de los siguientes elementos: nivel de voltaje de la conexión al sistema, ubicación geográfica (estacionalidad), demanda requerida a lo largo de las 24 horas, demanda máxima, energía consu-

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

mida, factor de potencia y actualmente la disponibilidad a tener interrupciones del servicio.

Por ejemplo, en el diseño de la tarifa para usuarios residenciales se procura considerar elementos tales como: la región, el nivel de voltaje y las horas del día en que hacen uso de la energía, que normalmente son las horas pico. Debido a que se requiere de una tarifa fácil de aplicar, el cargo se hace en función de la energía consumida en kWh. En algunos países se ofrece un precio menor durante la madrugada por lo que se requiere del registro del consumo en los dos horarios. Los avances tecnológicos en aparatos de medición y comunicación permiten prever que en un futuro cercano será posible informar al consumidor, a través de su medidor, del costo del kWh de cada hora.

En el caso de los usuarios industriales o comerciales las tarifas son un poco más elaboradas. La medición se hace mediante equipos (actualmente electrónicos de pulsos) que permiten el registro de los párametros necesarios para establecer cargos por variables tales como: el consumo de energía (kWh) a diferentes horas del día, el factor de potencia, la demanda máxima de potencia activa (kW) registrada en el lapso de facturación y la demanda facturable o contratada.

El pago por demanda máxima o por consumo de energía en horas pico puede interpretarse como el derecho del usuario para disponer de esa potencia o energía en las horas de mayor demanda. Por su parte la compañía suministradora debe estar preparada para satisfacer esta necesidad. Esto representa inversiones cuantiosas para construir suficientes centrales eléctricas para suministrar la potencia máxima del sistema (más una reserva para emergencias) aunque sólo la suministre por tres o cuatro horas al día.

En general las tarifas tratan de desalentar el consumo en las horas de mayor demanda que normalmente son entre las 18:00 y las 22:00 hrs. (de lunes a sábado), o lo que es lo mismo, estimulan el defasamiento del consumo a las horas de baja demanda.

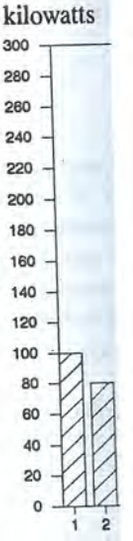
Para el ejemplo de este capítulo se utiliza la estructura tarifaria mexicana que incluye los elementos mencionados aunque se utilizarán precios aproximados.

3. Factor de demanda

La curva que se obtiene al graficar la demanda de potencia horaria de un usuario define su perfil de carga a lo largo del día. En la Figura 12.1 se puede apreciar un ejemplo del perfil de carga. En las abscisas aparece el tiempo en horas y en las ordenadas la potencia correspondiente (por lo general en kW).

Este mismo perfil de carga se puede establecer por día, semana, mes o por período de facturación (entre dos lecturas consecutivas). Si se integra el área bajo la curva que representa el perfil de la carga obtenemos la energía consumida en ese lapso. Considerando mediciones de potencia horarias se tiene:

$$W = P_{hr} \times horas \qquad \text{(kWh)} \qquad (12.1)$$



Fig

donde:

P_{hr} = Pote

Para el ejem
consumida s

El *factor de*
horaria (dem
obtener divi
por el total

donde:

d_{pico} =

para el ejen

www.elsolucionario.net

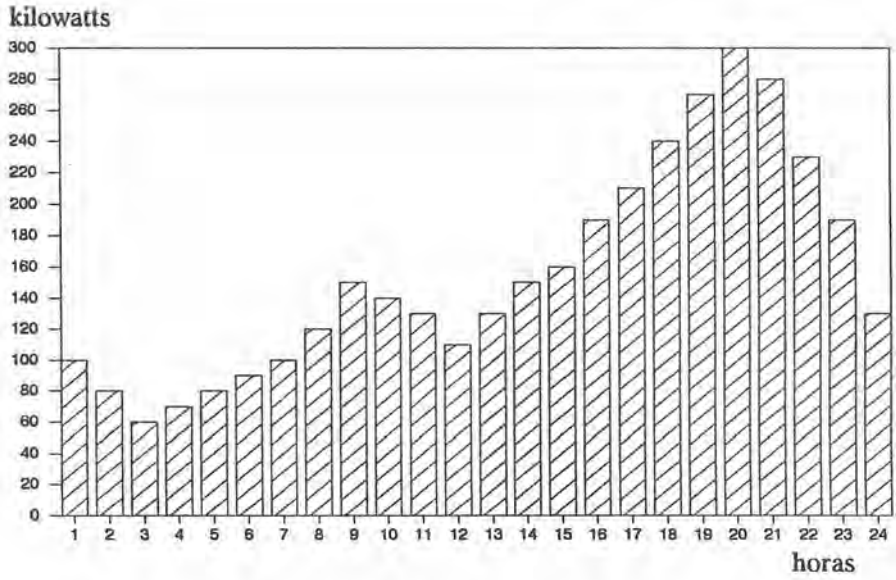


Figura 12.1. Ejemplo de curva de demanda horaria para un día.

donde:

P_{hr} = Potencia Horaria

Para el ejemplo de la Figura 12.1 la energía resulta: 3,710 kWh. Si esta energía total consumida se divide entre el número de horas se obtiene la demanda promedio:

$$P_{prom} = \frac{W}{horas} = 154.6 \qquad (kW) \qquad (12.2)$$

El *factor de demanda* es la relación de la demanda promedio entre la máxima potencia horaria (demanda pico) registrada en el período de tiempo analizado. También se puede obtener dividiendo la energía consumida entre la *demanda pico* (horaria) multiplicada por el total de horas del lapso.

$$fd = \frac{P_{prom}}{d_{pico}} \times 100 \qquad (\%) \qquad (12.3)$$

donde:

d_{pico} = Potencia máxima registrada en una hora.

para el ejemplo: $fd = 52\%$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Se entiende que un usuario puede consunir la misma energía con curvas de demanda diferentes.

4. Factor de Pérdidas

En una instalación eléctrica resulta práctico obtener el *factor de pérdidas*, que es igual al porcentaje de tiempo requerido por la *demanda pico* para producir las mismas pérdidas que se tienen por la demanda real en un lapso definido. Suponiendo que se conserva el mismo arreglo de la red de una instalación eléctrica (sin cambios de resistencia ni de factor de potencia), el *factor de pérdidas* se puede obtener con el promedio de los cuadrados de las demandas horarias entre el cuadrado de la *demanda pico*. El *factor de pérdidas* siempre resulta igual o menor al *factor de demanda.*

A continuación se calcula el *factor de pérdidas* del ejemplo mencionado arriba:

$$f_{\text{pérd}} = \frac{\sum_{0}^{24} P_{\text{hr}}{}^{2}}{24 \times d_{\text{pico}}{}^{2}} \times 100 \ (\%) \qquad (12.4)$$

para el ejemplo: $f_{\text{pérd}} = 31.7\%$

El *factor de pérdidas* está implicito en la ecuación 4.4 donde se obtiene la corriente promedio (Capítulo 4).

5. Beneficios del control de la demanda horaria.

El conocimiento de la curva de demanda es de gran utilidad para definir las posibilidades de controlar la demanda y mantener a su nivel mínimo la facturación mensual por el servicio eléctrico y por otra parte para analizar las posibilidades de ahorrar energía eléctrica.

5.1 Pago por servico eléctrico.

El costo del servicio eléctrico del caso que aquí se analiza queda clasificado en la tarifa conocida en México como OM (1991): ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 1000kW, que tiene los siguientes cargos aproximados (el costo exacto depende de la región): $9,000 por mantenimiento, $24,000 por kW de demanda máxima y $140 por kWh de energía consumida.

Si para esta tarifa se grafica el costo total por kWh obtenido para diversos factores de demanda, resulta una curva como la de la Figura 12.2. En ella se puede ver el comportamiento del costo por kWh en función del factor de demanda. Esta gráfica indica de manera elocuente los beneficios que se pueden obtener con el control de la demanda. Suponiendo que el *factor de demanda* de 0.52 obtenido para el ejemplo fuera mensual (recuérdese que se obtuvo para un día) el costo total del kWh que pagaría ese usuario sería de $205.00.

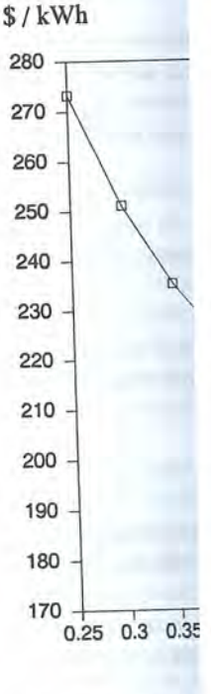


Figura 12.2. G
factores de dem
pesos mexica

De acuerdo con la
$175/kWh ó 0.055
constante a lo larg
unitario.

Aunque en la prá
intentarse disminu
conectadas las car
cargas.

Actualmente exist
están provistos de
cuando la demand

A continuación se
de la demanda y

www.elsolucionario.net

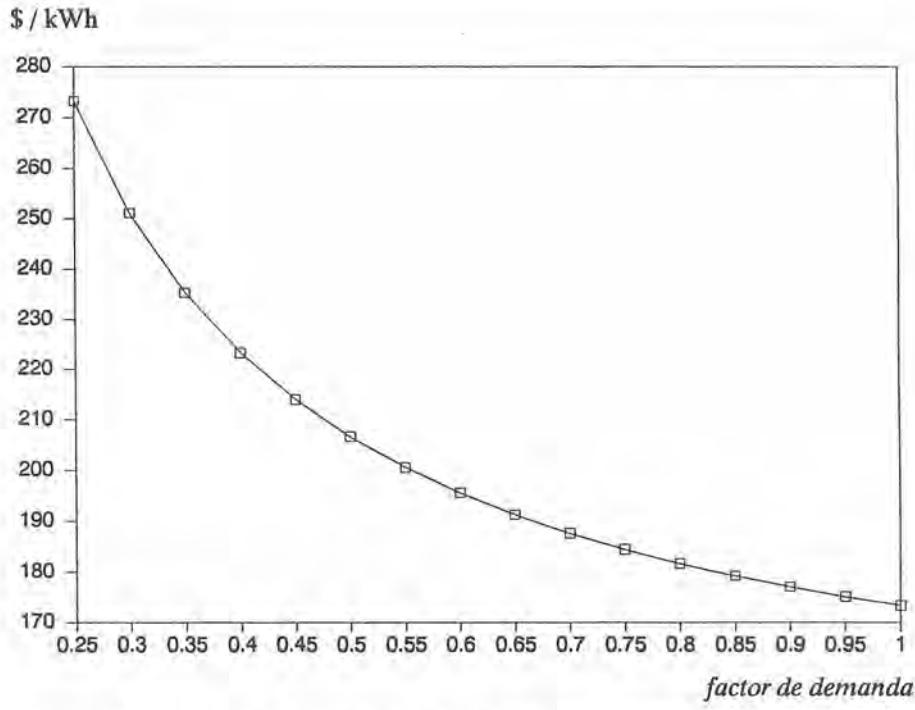


Figura 12.2. Gráfica del costo total por kWh que se obtiene para diferentes factores de demanda considerando una tarifa mensual que tiene un cargo (en pesos mexicanos) de $24,000.00 por kW de demanda y $140.00 por kWh consumido.

De acuerdo con la tarifa considerada el costo de operación más bajo (aproximadamente $175/kWh ó 0.055Dls/kWh) resulta cuando se consume electricidad a una potencia constante a lo largo de todo el lapso de facturación, es decir con un *factor de demanda* unitario.

Aunque en la práctica puede ser imposible obtener una demanda constante, puede intentarse disminuir los picos de demanda. Por ejemplo vigilar que mientras estén conectadas las cargas indispensables para la producción y operación no funcionen otras cargas.

Actualmente existen equipos automáticos para el control de la demanda. Estos equipos están provistos de sistemas capaces de avisar con alarmas y/o desconectar ciertas cargas cuando la demanda llega a límites preestablecidos.

A continuación se enuncian algunas medidas que conducen al mejoramiento del control de la demanda y por consiguiente al ahorro del servicio de energía eléctrica:

www.elsolucionario.net

a) Programación de la producción. En procesos de producción donde hay equipos que requieren cantidades importantes de energía eléctrica se pueden disminuir los picos de demanda programando el horario y la secuencia de operación de estas unidades.

b) Programación de la operación del aire acondicionado en edificios de oficinas y de servicios públicos. En aquellos edificios donde las cargas más importantes son equipos de acondicionamiento de aire se puede programar su funcionamiento para evitar que operen simultáneamente con otras cargas como bombas e iluminación de algunas áreas.

c) Programación de otros servicios. Existen cargas como equipos de bombeo, riego, cargadores de baterías y otros servicios similares cuya operación puede diferirse para horarios nocturnos o durante descansos de la producción.

En la estructura tarifaria mexicana existen tarifas horarias para clientes cuya demanda es mayor a los 1000kW con las que controlando la demanda se puede conseguir llegar a precios medios del orden de los $100/kWh (0.033Dls/kWh).

5.2 Pérdidas.

Para analizar el efecto del control de la demanda sobre el nivel de pérdidas de una instalación se puede comparar el resultado de la suma del cuadrado de las demandas horarias (proporcional a I^2) para diferentes factores de demanda. Esto se puede hacer auxiliándose de la relación que existe entre el *factor de demanda* y el *factor de pérdidas*, que para una instalación que incluye transformadores y conductores puede considerarse igual a:

$$f_{pérd} = 0.8 \times fd^2 + 0.2 \times fd \qquad (12.5)$$

En la Tabla 12.1 se puede apreciar el efecto que el *factor de demanda* tiene sobre las sumas de los cuadrados de las demandas horarias del ejemplo. Esta tabla muestra cómo el nivel de pérdidas (proporcional a la suma de las demandas al cuadrado) disminuye con el aumento del *factor de demanda* (para una resistencia y factor de potencia constantes).

En general cualquier esfuerzo realizado para el control de la demanda conduce a una reducción en el consumo de energía, ya que propicia la toma de conciencia y ayuda a descubrir desperdicios y operaciones deficientes.

6. Beneficios del uso eficiente de la energía eléctrica.

El proceso de producción de electricidad más utilizado en el mundo es mediante turbinas de vapor. Este vapor se genera principalmente quemando combustibles fósiles no renovables, que además en el proceso de combustión contaminan el ambiente. Por esta razón resulta importante evitar el desperdicio y hacer un uso racional de la energía eléctrica. Resulta interesante saber que para generar un MWh se requieren aproximadamente 280 litros de combustóleo (eficiencia del orden de 30%).

www.elsolucionario.net

La contaminación generada por la producción de electricidad y el temor a que se agoten los hidrocarburos han logrado despertar conciencia de la necesidad de hacer un uso eficiente de la electricidad.

Las tarifas eléctricas persiguen un uso óptimo de las centrales y redes de la compañía suministradora, lo cual implica un aprovechamiento racional de esos recursos. Sin embargo los usuarios también tienen un potencial de ahorro importante en sus instalaciones eléctricas y en los aparatos y equipos conectados a éstas.

6.1 Transformador y conductor económico

La selección del (o los) transformador(es) y del calibre de los conductores influye de manera importante en las pérdidas de una instalación eléctrica. Para reducir las pérdidas deben seleccionarse conductores de baja resistencia (normalmente de mayor sección que la calculada por capacidad de corriente y/o caída de voltaje) y transformadores de bajas pérdidas. Sin embargo, el precio de venta (costo inicial) es inversamente proporcional a estos parámetros.

Los costos anuales de inversión de los conductores y transformadores así como el costo anual de las pérdidas están en función del calibre de los conductores y del diseño y calidad de los materiales ferromagnéticos. De esta manera la opción de menor costo total corresponde al mínimo de la suma de las curvas de costo (inversión y operación) definidas en funcion de la sección del conductor o de la calidad del diseño del transformador.

Las pérdidas de un transformador son de dos tipos: pérdidas por magnetización del núcleo y pérdidas en el cobre de los devanados. Las pérdidas en el núcleo son independientes de la carga y están presentes de manera constante mientras el transformador esté energizado por un voltaje constante. Estas pérdidas dependen de la calidad del material ferromagnético y del tamaño del núcleo, aunque aumentan en menor proporción al aumento de capacidad del transformador. Por esta razón es importante tener cuidado de no excederse al especificar la capacidad del transformador con el pretexto de cubrir posibles aumentos de carga. Se recomienda ver la sección 3.1 del Capítulo 4 para información adicional sobre pérdidas en transformadores.

Las pérdidas en el conductor se deben a la disipación de calor provocada por el paso de la corriente a través de un material que presenta resistencia. De acuerdo con la ley de Joule estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente:

$$Pérdidas = R \times I^2$$

Por otra parte, para simplificar el análisis, se puede suponer que el costo de inversión de los conductores es proporcional a la sección, y que el costo de un transformador aumenta proporcionalmente con la sección de los devanados y la calidad del acero utilizado en el núcleo. Entonces se puede hacer una gráfica como la que aparece en la Figura 12.3 donde se puede ver cómo el menor costo total corresponde al mínimo de la función suma del valor de la inversión más el valor presente de los costos de operación.

www.elsolucionario.net

Se recomienda consultar R. Espinosa (1990) y N. Bratu (1985) para una explicación más detallada.

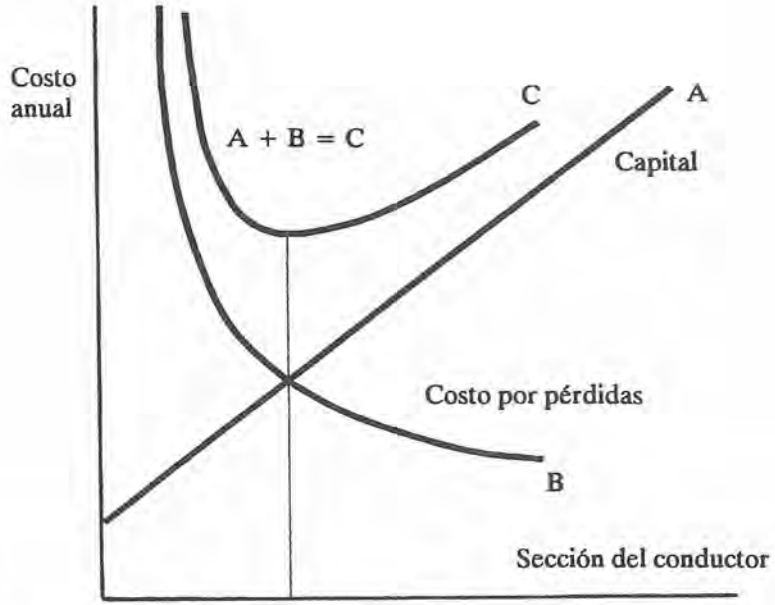


Figura 12.3. Gráfica de curvas de costo de inversión y costo de operación en función de la sección del conductor (o calidad del material y diseño de un transformador) para obtener el mínimo costo total.

En la práctica esto se puede hacer analizando varias alternativas de características de transformador y de sección del conductor, seleccionando aquella que hace que la suma de los costos de inversión y el valor presente de los costos de operación sea la (más cercana a la) mínima.

6.2 Iluminación, aire acondicionado y motores

En el Capítulo 3 se presenta la metodología para el cálculo del alumbrado para interiores y exteriores, que se basa en la información relativa a las condiciones de reflectancia del local y en las características de las lámparas ofrecidas por los fabricantes. Actualmente están surgiendo nuevos productos en este renglón, por lo que se requiere información para definir el efecto que estos cambios de diseño en las lámparas y accesorios tienen en la aplicación de los coeficientes de utilización mostrados en la Tabla 3.1. Los tipos de lámparas disponibles en la actualidad permiten obtener los niveles de iluminación mencionados en el Anexo A del Capítulo 3 con densidades de carga menores (ahorros desde 10 hasta 50%) que las tradicionalmente utilizadas (Tabla 4.1).

La disponibilidad de aparatos de aire acondicionado con eficiencias altas y la posibilidad de mejorar el aislamiento térmico de las construcciones hace que exista un gran potencial de ahorro por este concepto.

www.elsolucionario.net

Los motores eléctricos representan un volumen muy importante de carga en las instalaciones industriales y por eso en cualquier análisis para la selección de motores debe considerarse la eficiencia y obtener al igual que para los conductores y transformadores el mínimo de la suma de costos de inversión más costos de operación.

7. Diagnóstico de una instalación eléctrica.

Cuando se desean determinar las posibilidades de ahorro de una instalación se requiere de un diagnóstico o auditoría eléctrica. Por diagnóstico se entiende una inspección que permita precisar el estado físico de una instalación y que proporcione información relativa a la eficiencia con que se transporta y convierte la energía eléctrica. Al mismo tiempo debe ayudar a determinar mejores opciones de operación.

La inspección puede incluye una revisión visual, mediciones del nivel de aislamiento, de la resistencia a tierra, del factor de potencia, de la demanda horaria y de la energía consumida. Tanto la maquinaría como los procesos deben ser revisados y si es necesario sustituirlos para mejorar sus eficiencias energéticas.

El análisis económico deberá incluir el costo de inversión por las modificaciones, contra el valor presente de los ahorros de energía, de posibles mejoras en la productividad y en la confiabilidad de la operación de la instalación.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

TABLA

Tabla 12.1. Distribución de la demanda y las pérdidas en función del *factor de demanda* para un caso en que la energía consumida es 100 kWh y para el ejemplo.

fd	*f* pérd	*d* pico	sum I^2	*d* pico ejem	sum I^2	%
0.25	0.10	96	22,118	618	917,607	135%
0.30	0.132	80	20,275	515	841,139	123%
0.35	0.168	69	18,959	442	786,520	115%
0.40	0.208	60	17,971	386	745,555	109%
0.45	0.252	53	17,203	344	713,694	105%
0.50	0.30	48	16,589	309	688,205	101%
0.515	0.315	47	16,428	300	681,523	100%
0.55	0.352	44	16,086	281	667,350	98%
0.60	0.408	40	15,667	258	649,971	95%
0.65	0.468	37	15,313	238	635,266	93%
0.70	0.532	34	15,009	221	622,662	91%
0.75	0.60	32	14,746	206	611,738	90%
0.80	0.672	30	14,515	193	602,179	88%
0.85	0.748	28	14,312	182	593,745	87%
0.90	0.828	27	14,131	172	586,249	86%
0.95	0.912	25	13,970	163	579,541	85%
1.00	1.00	24	13,824	155	573,504	84%

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

APENDICE: FORMULAS BASICAS Y VALORES TIPICOS

1. Ley general de Ohm.

$$V = Z \cdot I = \left[R + j\left\{\omega L - \frac{1}{\omega C}\right\}\right] I$$

donde:

V = Voltaje aplicado, en volts (V).
I = Corriente que circula por el circuito, en amperes (A).
Z = Impedancia del circuito, en ohms (Ω).
R = Resistencia del circuito, en ohms (Ω).
L = Inductancia del circuito, en henries (H).
C = Capacitancia del circuito, en faradios (F).
$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$
f = Frecuencia de la onda del voltaje aplicado, en hertz (Hz) o ciclos por segundo (cps).
$j = \sqrt{-1}$ = Número unitario imaginario.

2. Cálculo de la corriente en alimentadores.

2.1. Corriente en alimentadores con cargas monofásicas:

$$I = \frac{S}{V} \quad ; \qquad P = S \cos\phi$$

donde:

V = Voltaje aplicado entre fase y neutro, en volts (V).
I = Corriente en el alimentador, en amperes (A).
S = Potencia aparente de la(s) carga(s), en voltamperes (VA).
P = Potencia activa de la(s) carga(s), en watts (W).
ϕ = Angulo de defasamiento (en el tiempo) entre la onda de voltaje y la de corriente.

2.2. Corriente en alimentadores con cargas bifásicas:

$$I = \frac{S}{V}$$

del *factor de*
/h y para el

2	%
,607	135%
,139	123%
,520	115%
,555	109%
,694	105%
,205	101%
,523	100%
,350	98%
,971	95%
266	93%
662	91%
738	90%
179	88%
745	87%
249	86%
541	85%
504	84%

www.elsolucionario.net

donde:

I = Corriente en el alimentador, en amperes (A).
S = Potencia aparente de la(s) carga(s), en voltamperes (VA).
V = Voltaje entre fases,.en volts (V).

2.3. Corriente en alimentadores con cargas trifásicas equilibradas:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V}$$

donde:

I = Corriente en el alimentador de cada una de las fases, en amperes (A).
S = Potencia aparente de la(s) carga(s) trifásica(s), en voltamperes (VA).
V = Voltaje entre fases, en volts (V).

3. Potencia en circuitos trifásicos desequilibrados.

La potencia aparente total de un circuito trifásico de cuatro hilos y neutro flotante con carga desequilibrada es igual a la suma de las potencias aparentes conectadas de cada fase:

$$S = S_1 + S_2 + S_3 = I_1 \cdot V_1 + I_2 \cdot V_2 + I_3 \cdot V_3$$

donde:

I_1, I_2, I_3 = Corriente en cada fase, en amperes (A).
V_1, V_2, V_3 = Voltaje entre cada fase y neutro común, en volts (V).

Cuando este tipo de carga es aproximadamente de la misma naturaleza (composición de elementos resistivos y reactivos) y se alimenta desde un sistema trifásico de ondas de voltaje senoidales de igual amplitud y defasadas 120° (ó $2\pi/3$ radianes) en el tiempo, el valor de la corriente en el neutro estará entre cero y la corriente máxima de la fase más cargada. Por esta razón, en estas condiciones la sección del hilo neutro nunca deberó ser mayor a la de las fases.

4. Corriente en transformador con dos voltajes de salida.

En la Figura A.1. se muestra el arreglo de un transformador monofásico con dos voltajes de salida en el secundario, donde por lo general:

www.elsolucionario.net

$$V_{1-2} = V_{2-3} = \frac{V_{1-3}}{2}$$

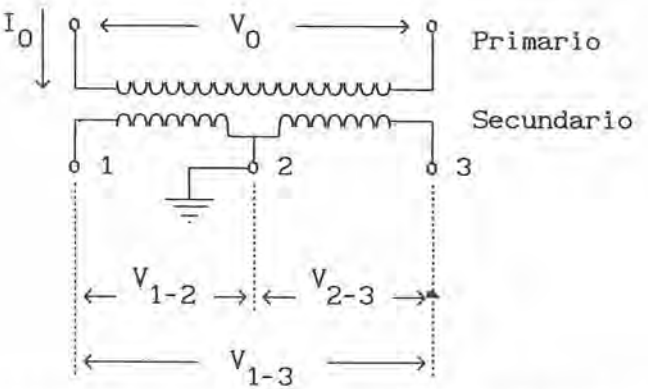


Figura A.1. Transformador monofásico con dos voltajes de salida.

Para el cálculo de la corriente en los alimentadores 1, 2 y 3, supóngase que las cargas conectadas a los voltajes: V_{1-2}, V_{2-3} y V_{1-3} (valores RMS) del transformador de la Figura A.1. son: S_{1-2}, S_{2-3} y S_{1-3}.

La corriente en la línea "1" se calcula con la relación:

$$I_1 = \frac{S_{1-2}}{V_{1-2}} + \frac{S_{1-3}}{V_{1-3}}$$

En la línea "3" la corriente se obtiene de la siguiente manera:

$$I_3 = \frac{S_{2-3}}{V_{2-3}} + \frac{S_{1-3}}{V_{1-3}}$$

La corriente en la línea "2" o neutro puede tener tres valores diferentes, dependiendo de las cargas que estén conectadas:

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

a) Si solamente está conectada la carga S_{1-2} ó la S_{2-3}, la corriente en la línea "2" o neutro será la misma que circula en la línea "1" o en la "3" respectivamente.

b) Si se conectan simultáneamente S_{1-2} y S_{2-3}, la corriente en el neutro (línea "2") se calcula con la expresión:

$$I_2 = \frac{S_{1-2} - S_{2-3}}{V_{1-2}}$$

se puede observar que en este caso la corriente nunca será mayor a la que circula por las líneas "1" ó "3".

c) Si la carga conectada es exclusivamente S_{1-3}, no circulará corriente por el hilo neutro (línea "2").

5. Corriente en motores trifásicos.

El cálculo de la corriente en un alimentador de un motor trifásico (o cualquier otra carga equilibrada entre las tres fases) se realiza con la expresión siguiente:

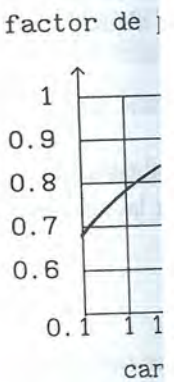
$$I = \frac{P_w}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \eta \cdot \cos\phi} = \frac{746 \cdot P_{HP}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \eta \cdot \cos\phi}$$

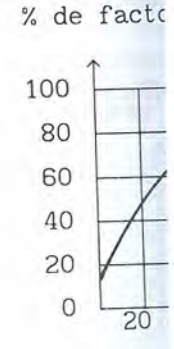
donde:

I	=	Corriente que circula por cada una de las fases que alimentan al motor, en amperes (A).
P	=	Potencia del motor en la flecha, en watts ó HP.
η	=	Eficiencia del motor, en por unidad (menor que la unidad).
$\cos\phi$	=	Factor de potencia.

Los valores de eficiencia y factor de potencia dependen del tamaño del motor de inducción; deben ser proporcionados por el fabricante y normalmente aparecen en la placa de especificaciones del motor.

La relación anterior es válida para cualquier régimen de carga (excepto en vacío). En la Figura A.2. se presentan las curvas típicas (siempre es preferible usar los datos precisos del motor que se va a instalar) de los valores que adquiere la eficiencia y el factor de potencia para un rango de capacidades y el comportamiento de estos parámetros en función de la variación del porcentaje de carga nominal que se aplique.





Fi
potencia (

6. Corriente

Para el cálcu
siguiente exp

donde:

P =
I =

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

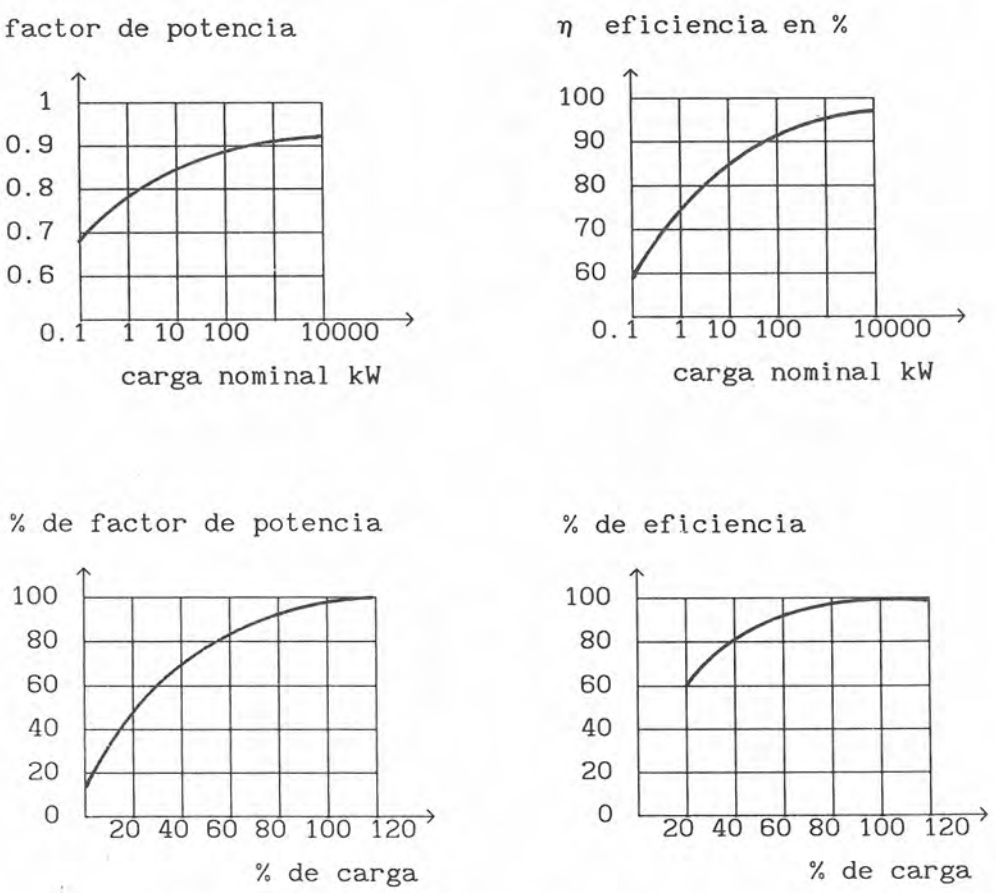


Figura A.2. Valores típicos para la eficiencia (η) y el factor de potencia (fp), y su variación dependiendo del porcentaje de carga nominal.

6. Corriente en motores monofásicos.

Para el cálculo de la corriente de un alimentador para un motor monofásico se utiliza la siguiente expresión:

$$I = \frac{P_W}{V \cdot \eta \cdot \cos\phi} = \frac{746 \cdot P_{HP}}{V \cdot \eta \cdot \cos\phi}$$

donde:

P = Potencia del motor en la flecha, en watts o HP.
I = Corriente en el alimentador, en amperes (A).

www.elsolucionario.net

V = Voltaje aplicado al motor entre los conductores de alimentación, en volts (V). Puede ser entre fase y neutro, entre dos fases o cualquier derivación de un transformador que forme un circuito cerrado.
η = Eficiencia del motor, en por unidad.
$\cos\phi$ = Factor de potencia.

Los valores de eficiencia y de factor de potencia de motores monofásicos son menores que los de motores trifásicos, y se recomienda usar los datos de placa de las máquinas por instalar.

7. Corriente en conexiones especiales.

Algunas conexiones de transformadores (Scott o Le Blanc) permiten que sistemas de voltaje trifásico, cuyas ondas de voltaje están defasadas 120°, sean transformados a voltajes tetrafásicos o bifásicos (Figura A.3.), cuyas ondas de voltaje estarían defasadas 90° y que pueden alimentar motores especiales de cuatro fases u otras cargas desequilibradas.

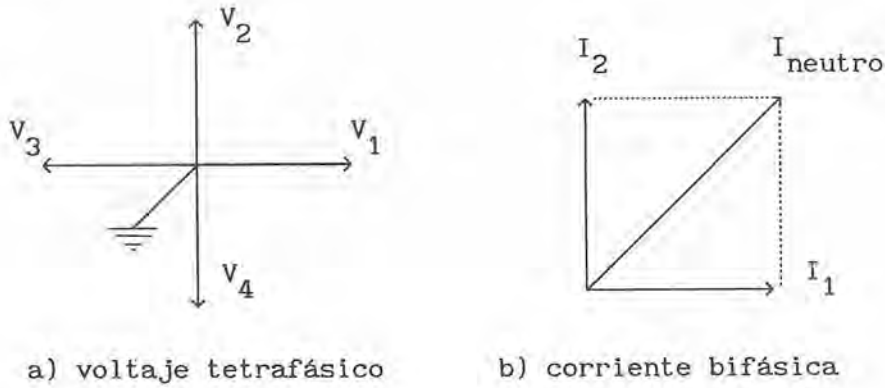


Figura A.3. Diagramas fasoriales para sistemas con ondas defasadas 90°: a) voltajes tetrafásicos y b) corrientes bifásicas.

Solamente para el caso de la Figura A.3b., es decir, para ondas de voltaje defasadas 90°, la corriente en el hilo neutro (2 fases, 3 hilos) se calcula con la relación:

$$I_{neutro} = \sqrt{2} \cdot I_f$$

donde:

$I_f = I_1, I_2$ = Corriente de una fase, en amperes (A).

www.elsolucionario.net

En todos los otros casos de los sistemas trifásicos normales (ondas defasadas 120°) no se requiere que el hilo neutro tenga una sección mayor que cualquiera de las fases, aunque se utilicen tableros de 2 fases, 3 hilos.

8. Fuerza entre dos conductores rectos de sección circular.

Para obtener la fuerza en newtons se utiliza la siguiente expresión:

$$F = 2 \cdot i_1 \cdot i_2 \frac{l}{a-r} 10^{-7} \quad [\,N\,]$$

donde:

i_1, i_2 = Corriente instantánea en cada conductor, en amperes (A).
l = Longitud de los conductores (sobre la cual se distribuye la fuerza), en metros.
a = Separación de centro a centro de los conductores, en metros.
r = Radio de la sección transversal de cada conductor, en metros.

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

9. Información para la instalación de motores trifásicos tipo jaula de ardilla.

A continuación se proporcionan datos para la instalación y protección de motores trifásicos tipo jaula de ardilla, que solamente deberán usarse cuando no se tengan los datos precisos del motor que va a instalarse.

Tabla A.9.1. Selección de interruptores y arrancadores para motores tipo jaula de ardilla, 220 volts, 3 fases, 60 Hz, sin letra de código.

Potencia en hp	Potencia en kVA	Corriente nominal	Corriente de arranque	Capacidad nominal interruptor				Arrancador NEMA
				termomagnético		de fusibles		
				amperes	marco	amperes	marco	
0.5	0.79	2.04	11	15	100A	15	30A	0
0.75	1.01	2.87	15	15	100A	15	30A	0
1.0	1.29	3.53	24	15	100A	15	30A	0
1.5	1.88	5.02	35	15	100A	15	30A	0
2.0	2.42	6.43	45	15	100A	20	30A	0
3.0	3.48	9.12	60	20	100A	25	30A	0
5.0	5.41	14.38	90	30	100A	40	60A	1
7.5	8.08	20.78	120	50	100A	60	100A	1
10.0	10.5	26.9	150	70	100A	70	100A	2
15.0	15.1	39.16	220	100	225A	100	200A	2
20.0	19.8	51.14	290	125	225A	150	200A	3
25.0	24.0	62.8	365	150	225A	175	400A	3
30.0	28.4	74.57	435	150	225A	200	400A	3
40.0	37.9	99.63	580	200	400A	250	400A	4
50.0	46.9	124.4	725	250	400A	350	400A	4
60.0	56.0	145.0	870					
75.0	59.3	179.8	1085					
100.0	94.9	237.7	1450					
125.0	116.5	296.0	1815					
150.0	138.3	353.0	2170					
200.0	184.3	467.0	2900					

Tabla A.9.2. S

Potencia en hp	Pote e k
0.5	
0.75	
1.0	
1.5	
2.0	
3.0	
5.0	
7.5	
10.0	
15.0	
20.0	
25.0	
30.0	
40.0	
50.0	
60.0	
75.0	
100.0	
125.0	
150.0	
200.0	

10. Ejemplo

A continuac
planos obte

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

Tabla A.9.2. Selección de interruptores y arrancadores para motores tipo jaula de ardilla, 440 volts, 3 fases, 60 Hz, sin letra de código.

Potencia en hp	Potencia en kVA	Corriente nominal	Corriente de arranque	Capacidad nominal interruptor				Arrancador NEMA
				termomagnético		de fusibles		
				amperes	marco	amperes	marco	
0.5	0.79	1.04	5.5	15	100A	15	30A	0
0.75	1.01	1.33	7.5	15	100A	15	30A	0
1.0	1.29	1.69	12	15	100A	15	30A	0
1.5	1.88	2.47	17.5	15	100A	15	30A	0
2.0	2.42	3.18	22.5	15	100A	15	30A	0
3.0	3.48	4.57	30	15	100A	15	30A	0
5.0	5.41	7.15	45	15	100A	20	30A	1
7.5	8.08	10.51	60	30	100A	30	60A	1
10.0	10.5	13.8	75	30	100A	35	60A	1
15.0	15.1	19.8	110	40	100A	50	100A	2
20.0	19.8	26.0	145	70	100A	70	100A	2
25.0	24.0	31.5	182.5	70	100A	80	200A	2
30.0	28.4	37.3	217.5	100	100A	100	200A	3
40.0	37.9	49.8	290	100	225A	125	200A	3
50.0	46.9	61.5	362.5	125	225A	175	200A	3
60.0	56.0	73.5	435	150	225A	200	400A	4
75.0	59.3	91.0	542.5	200	400A	250	400A	4
100.0	94.9	124.5	725	250	400A	350	400A	4
125.0	116.5	153.0	907.5	350	400A	400	600A	5
150.0	138.3	181.5	1085	400	1000A	450	600A	5
200.0	184.3	242.0	1450	500	1000A	600	800A	5

10. Ejemplo de proyecto de una instalación eléctrica.

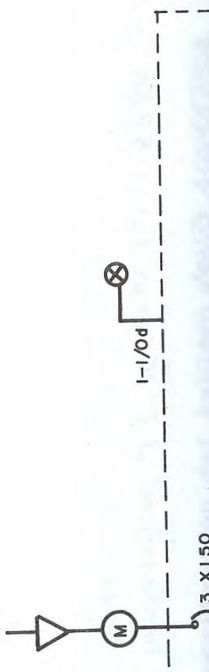
A continuación se presentan los cuadros correspondientes a la memoria de cálculo y planos obtenidos al realizar el proyecto de instalación eléctrica para una supuesta

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

empresa pequeña. En primer lugar, aparecen los cuadros de especificación del Centro de Control de Motores y la distribución de cargas.

MOTOR						ARRANCADOR			INTERRUPTOR		CALIBRE DE CONDUCTORES			OBSERVACIONES
Lugar	Identificación	Fase	Hilos	HP	Amperes		NEMA	tipo (1)	elemento térmico	Amperes		Fase	Tierra	Control	
					nominal	arranque				nominal	marco				
1		3	4												
2	M1	3	3	10	26.9	150	1	TP	C40	70	100	8	12	14	ALIMENTACION
3	M2	3	3	10	26.9	150	1	TP	C 40	70	100	8	12	14	
4	M3	3	3	5	14.2	90	1	TP	B 19.5	30	100	12	14	14	
5	M4	3	3	5	14.2	90	1	TP	B 19.5	30	100	12	14	14	
6	M5	3	3	3	9.14	60	0	TP	B 11.5	20	100	12	14	14	
7	M6	3	3	2	6.36	45	0	TP	B 8.2	15	100	12	14	14	
8	TAB. A	3	4		15.2					20	100	10	12		5.78 KVA
9	TAB. B	3	4		25					50	100	8	12		31.5 KVA
	I_{REG} = 1.25 x 26.9 + 26.7 + 2 x 14.2 + 9.14 + 6.36 + 15.2 + 25 = 144.6 A.														
	Capacidad instalada = 137.9 x $\sqrt{3}$ x 220 = 52.5 KVA														
	Interruptor principal 26.9 + 2 x 14.2 + 9.14 + 6.36 + 15.2 + 25 + 70 = 181														
	Se toma 200 A														



http://gratislibrospdf.com/

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

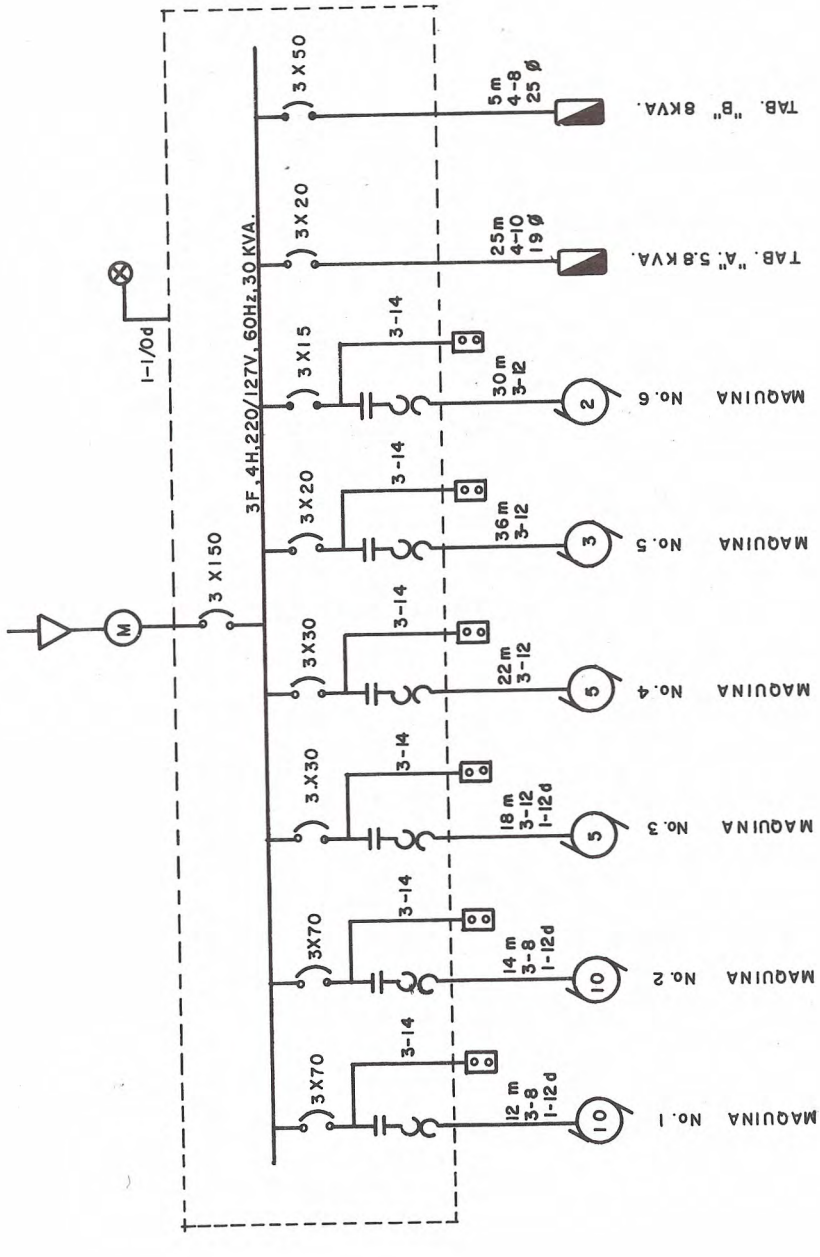


DIAGRAMA UNIFILAR

VER NOTA.

IE-04

NOTAS:

-EL PLANO REAL DEBERA CONTAR CON LOS DATOS COMPLETOS.

-PARA SIMBOLOGIA VER PLANO IE-02.

http://gratislibrospdf.com/

Tablero de ALUMBRADO Y CONTACTOS No A Tipo QO-412-S Interruptor principal 3X20 A.
Zapatas principales ____ A. Tensión 220/127 volts, 3 fases, 4 hilos,
Circuitos derivados 6 de 1X15 A, ___ de ____ A, ___ de ____ A,
___ de ____ A. Reserva ___ de ___amperes. Localización del tablero PASILLO

Long mts	Calibre[a]	Amps	VA circ	Carga Tipo	Carga Cant	Int Amp	No circ	Barras A B C	No circ	Int Amp	Carga Tipo	Carga Cant	VA circ	Amps	Calibre[a]	Long mts
	12	9.9	1260	2	12	15	1		2	15	2	6	630	5.0	12	
	12	11.3	1440	6	8	15	3		4	15	3/4	8/1	500	4.0	12	
	10	12.7	1620	6	9	15	5		6	15	3	6	330	2.6	12	
							7		8	3X20						
							9		10		ALIMENTACION					
							11		12							
							13		14							
							15		16							
							17		18							
							19		20							
							21		22							
							23		24							

Fase A 1890 VA, Fase B 1940 VA, Fase C 1950 VA Desbalanceo 3.1 % Carga total 5780 VA
Corriente total 15.2 amperes.[c] Alimentado desde CCM con 10[b] / fase.

[a] Caída de tensión de 3 %, [b] Caída de tensión de 2 %, [c] Factor de carga 1.0

Tablero de ALUMBRADO Y CONTACTOS No B Tipo NQO-30-4L Interruptor principal 3X50 A.
Zapatas principales ____ A. Tensión 220/127 volts, 3 fases, 4 hilos,
Circuitos derivados 4 de 3X30 A, 2 de 3X20 A, 6 de 1X15 A,

http://gratislibrospdf.com/
www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net

[a] Caída de tensión de 3 %, [b] Caída de tensión de 2 %, [c] Factor de carga 1.0

Tablero de ALUMBRADO Y CONTACTOS No B Tipo NQO-30-4L Interruptor principal 3X50 A.
Zapatas principales _____ A. Tensión 220/127 volts, 3 fases, 4 hilos,
Circuitos derivados 1 de 3X30 A, 2 de 3X20 A, 6 de 1X15 A,
___ de _____ A. Reserva ____ de ____amperes. Localización del tablero JUNTO ACOMETIDA

Long mts	Calibre[a]	Amps	VA circ	Carga Tipo	Carga Cant	Int Amp	No circ	Barras A B C	No circ	Int Amp	Carga Tipo	Carga Cant	VA circ	Amps	Calibre[a]	Long mts
	12	7.9	1000	1	5	15	1		2	15	5	2	1000	7.9	12	
	12	7.9	1000	1	5	15	3		4	15	5	2	1000	7.9	12	
	12	7.9	1000	1	5	15	5		6	15	5	2	1000	7.9	10	
		30	3500			3X30	7		8	3X20			2500	20		
	8	30	3500	9	1		9		10		7	2	2500	20	10	
		30	3500				11		12				2500	20		
		20	2500			3X20	13		14							
	12	20	2500	7	2		15		16							
		20	2500				17		18							
							19		20							
							21		22	3X50	ALIMENTACION					
							23		24							

Fase A 10500 VA, Fase B 10500 VA, Fase C 10500 VA Desbalanceo 0 % Carga total 31500 VA
Corriente total 25 amperes.[c] Alimentado desde CCM con 8[b] / fase.

[a] Caída de tensión de 3 %, [b] Caída de tensión de 2 %, [c] Factor de carga 80%

http://gratislibrospdf.com/
www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

ALUMBRADO DEL PROYECTO

A. Datos del local			
Dimensiones del cuarto		Superficie de reflexión	
Longitud	25.0	Plafón	60 %
Ancho	10.8 m	Muro	40 %
Area	270 m^2	Piso	20 %
Altura techo	6.0 m	Altura de montaje	5.0 m

B. Datos de la cavidad		
Cavidad del local	Cavidad del plafón	Cavidad del piso
Altura 4.25	Altura 1.0	Altura 0.75
Relación 2.82	Relación 0.66	Relación 0.5
	Reflectancia efectiva 52 %	Reflectancia efectiva 19 %

C. Datos de la luminaria.				
Marca catálogo y tipo	Lámparas por unidad	Lúmenes por lámpara	Coeficiente de utilización (*CU*)	Factor de pérdidas totales (*FPT*)
INDUSTRIAL 2×75W	2	6600	0.61	0.70

D. Nivel de iluminación (luxes).			
Nivel requerido	300	Nivel resultante	313

E. Corrección del C.U. del piso		
Factor de corrección		C.U. corregido
multiplicar	dividir 1	0.61

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

F. Factor de pérdidas totales.	
Rendimiento del reactor	0.95
Factor de tesión	0.94
Factor de reflectancia	1.0
Factor de lámparas inutilizadas	1.0
Factor de temperatura ambiente	1.0
Factor de intercambio de calor	1.0
Degradación luminosa	0.92
Degradación por suciedad	0.86
Factor de pérdidas totales	0.70

G. Cálculo de relaciones de cavidad.

$$RC = \frac{5\ H\ (\text{longitud} + \text{ancho})}{\text{longitud} \times \text{ancho}}$$

CUARTO
$$RCL = \frac{5 \times 4.25 \times (25+10.8)}{25 \times 10.8} = 2.82$$

PLAFON
$$RCT = \frac{5 \times 1\ (25+10.8)}{25 \times 10.8} = 0.66$$

PISO
$$RCS = \frac{5 \times 0.75 (25+10.8)}{25 \times 10.8} = 0.5$$

H. Cálculo del número de luminarias. $N_e = 15$

$$N = \frac{E \cdot S}{\Phi \cdot 1 \cdot CU \cdot FPT} = \frac{300 \times 270}{2 \times 6600 \times 0.61 \times 0.74} = 14.37$$

I. Cálculo del nivel de iluminación resultante

$$E_e = \frac{N_e \cdot 1 \cdot \Phi \cdot CU \cdot FPT}{S} = \frac{2 \times 6600 \times 15 \times 0.61 \times 0.70}{270} = 313$$

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

ALUMBRADO DEL PROYECTO

A. Datos del local			
Dimensiones del cuarto		Superficie de reflexión	
Longitud	10.1	Plafón	80 %
Ancho	5.3 m	Muro	50 %
Area	53.53 m^2	Piso	20 %
Altura techo	2.40 m	Altura de montaje	2.4 m

B. Datos de la cavidad		
Cavidad del local	Cavidad del plafón	Cavidad del piso
Altura 1.65	Altura 0	Altura 0.75
Relación 2.37	Relación	Relación 1.0
	Reflectancia efectiva %	Reflectancia efectiva %

C. Datos de la luminaria.				
Marca catálogo y tipo	Lámparas por unidad	Lúmenes por lámpara	Coeficiente de utilización (*CU*)	Factor de pérdidas totales (*FPT*)
SOBREPONER 2X39W	2	3140	0.55	0.67

D. Nivel de iluminación (luxes).	
Nivel requerido 500	Nivel resultante 518.8

E. Corrección del C.U. del piso		
Factor de corrección		C.U. corregido
multiplicar	dividir 1	0.55

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

F. Factor de pérdidas totales.	
Rendimiento del reactor	0.95
Factor de tesión	0.94
Factor de reflectancia	1.00
Factor de lámparas inutilizadas	1.00
Factor de temperatura ambiente	1.00
Factor de intercambio de calor	1.00
Degradación luminosa	0.92
Degradación por suciedad	0.82
Factor de pérdidas totales	0.67

G. Cálculo de relaciones de cavidad.
$RC = \dfrac{5\ H\ (\text{longitud} + \text{ancho})}{\text{longitud} \times \text{ancho}}$
$RCL = \dfrac{5 \times 1.65 \times (10.1 + 5.3)}{10.1 \times 5.3} = 2.37$
$RCT = \dfrac{\qquad\qquad}{\qquad\qquad} =$
$RCS = \dfrac{5 \times 0.75 \times (10.1 + 5.3)}{10.1 \times 5.3} = 1.0$

H. Cálculo del número de luminarias.	$N_e = 12$
$N = \dfrac{E \cdot S}{\Phi \cdot 1 \cdot CU \cdot FPT} = \dfrac{53.53 \times 500}{2 \times 3140 \times 0.67 \times 0.55} = 11.56$	

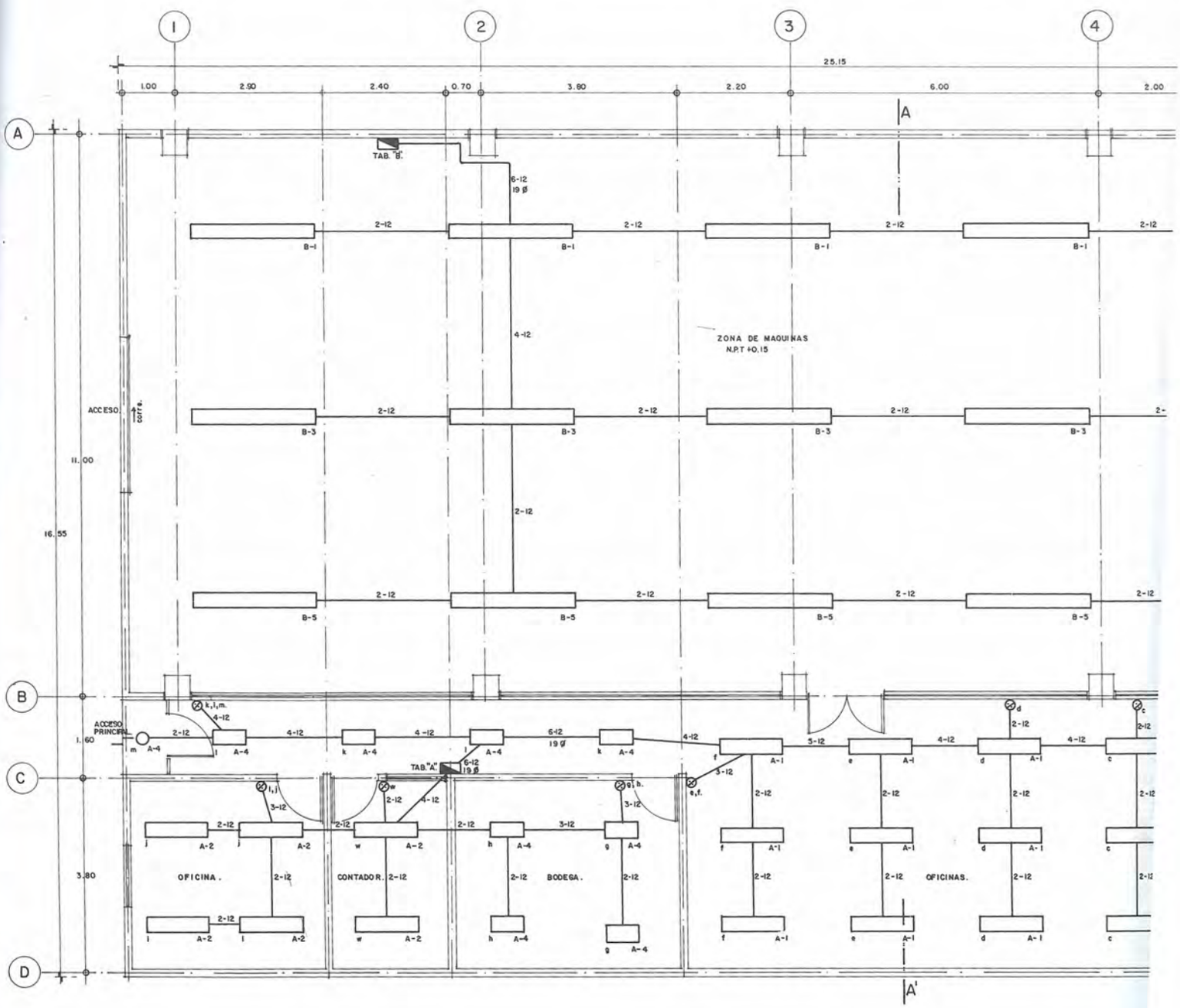
I. Cálculo del nivel de iluminación resultante
$E_e = \dfrac{N_e \cdot 1 \cdot \Phi \cdot CU \cdot FPT}{S} = \dfrac{12 \times 2 \times 3140 \times 0.67 \times 0.55}{53.53} = 518.8$

www.FreeLibros.org
www.elsolucionario.net

http://gratislibrospdf.com/

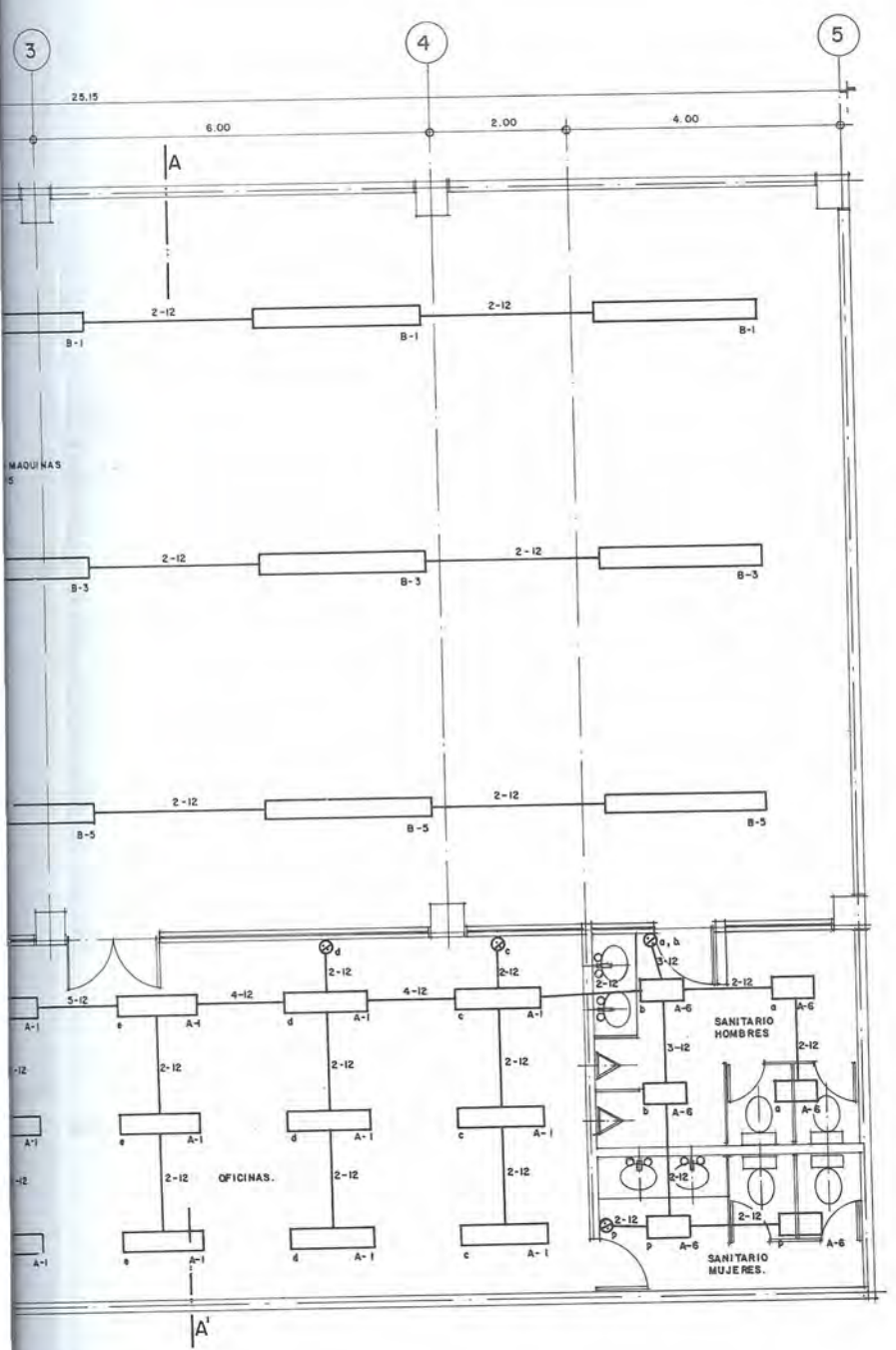
www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org



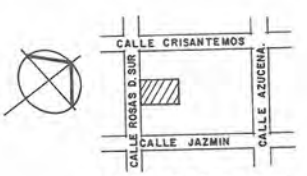
www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org



NOTAS GENERALES

1.- LA TUBERIA CUYO DIAMETRO NO SE ESPECIFIQUE SERA DE 13mm (1/2").
2.- LAS TRAYECTORIAS DE LOS DUCTOS SON APROXIMADAS LOS AJUSTES DEFINITIVOS SE RESOLVERAN EN OBRA.
3.- SE USARAN SOLAMENTE EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS DE MARCAS QUE TENGAN REGISTRO DE LA DGN - SECOFI.
4.- LOS TABLEROS, CONTACTOS, MAQUINAS PORTALAMPARAS Y TODOS LOS EQUIPOS ALIMENTADOS CON ENERGIA ELECTRICA SE CONECTARAN A TIERRA ATRAVEZ DEL CABLE DE COBRE DESNUDO, QUE VIAJARA EN TODAS LAS CANALIZACIONES, JUNTO CON LOS CONDUCTORES AISLADOS. DONDE NO SE ESPECIFIQUE SU CALIBRE SE ENTIENDE QUE ES DEL # 14 AWG.
5.- LOS CONDUCTORES ELECTRICOS SERAN DE COBRE ELECTROLITICO, CON FORRO AISLANTE PARA 90°C Y PARA 600 V.
6.- EL NEUTRO GENERAL SE CONECTARA AL SISTEMA DE TIERRA SOLAMENTE EN EL PUNTO DE LA ACOMETIDA (C C M).
LOS CONDUCTORES RESTANTES DEL NEUTRO SE CONSIDERARAN COMO AISLADOS.
7.- VER SIMBOLOGIA EN EL PLANO IE-02 Y DIAGRAMA UNIFILAR EN EL PLANO IE-04.
8.- VER CUADROS DE CARGA Y CCM EN HOJAS ANEXAS, LAS CUALES COMPLEMENTAN ESTE PROYECTO.



CROQUIS DE LOCALIZACION.

0 0.50 1.00 2.00
ESCALA GRAFICA.

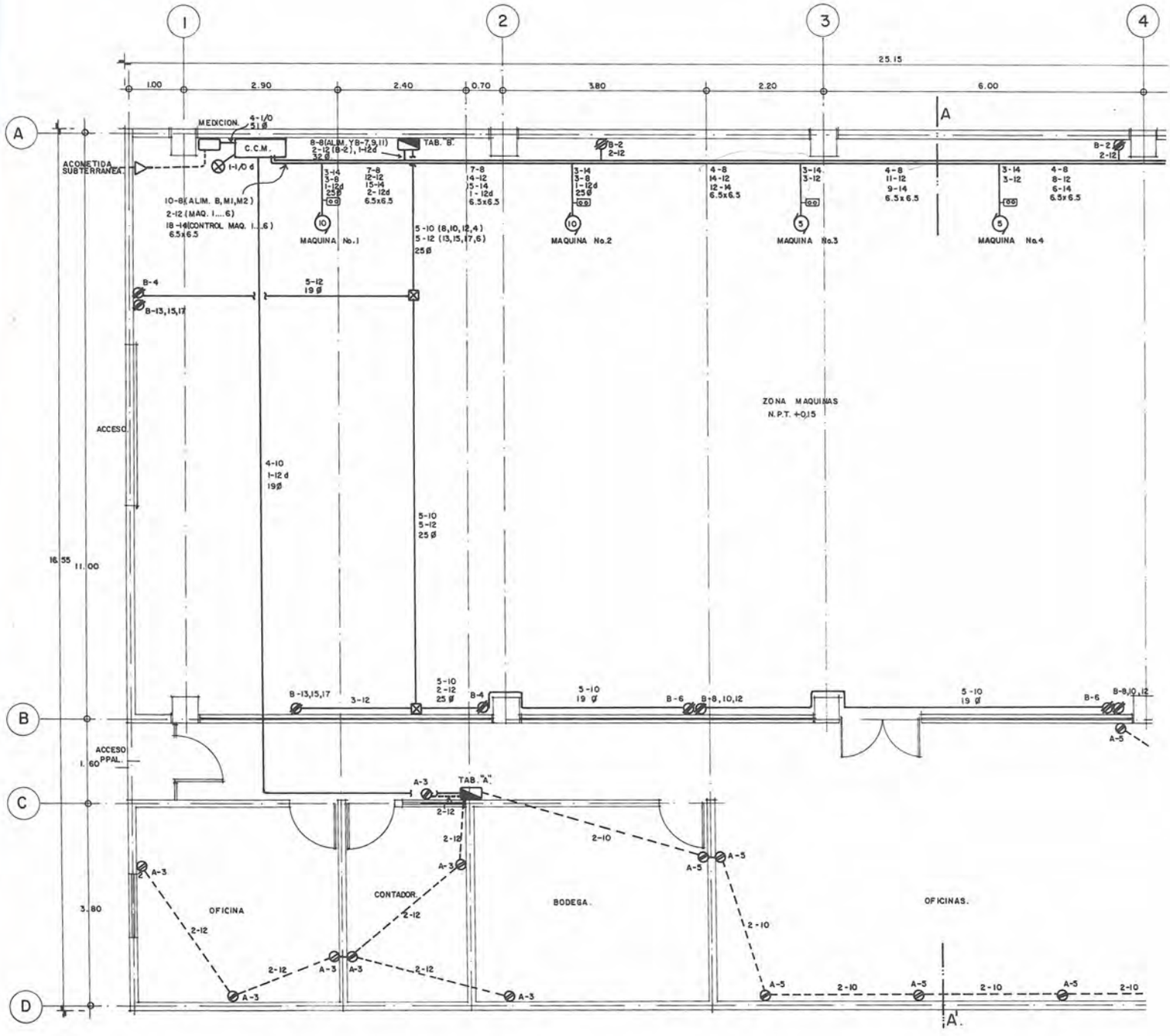
OBRA: MANUFACTURERA DE ENVASES.
PROPIETARIO: GRUPO U M E.
UBICACION: ROSAS DEL SUR No. 54, MUNICIPIO "EL MARQUEZ," PUEBLA.
PLANO: **ALUMBRADO.**

PROYECTO:	ESCALA: 1:50	CLAVE: IE-01	REVISION 0
FECHA: JUNIO-92	ACOT.: mts		

http://gratislibrospdf.com/

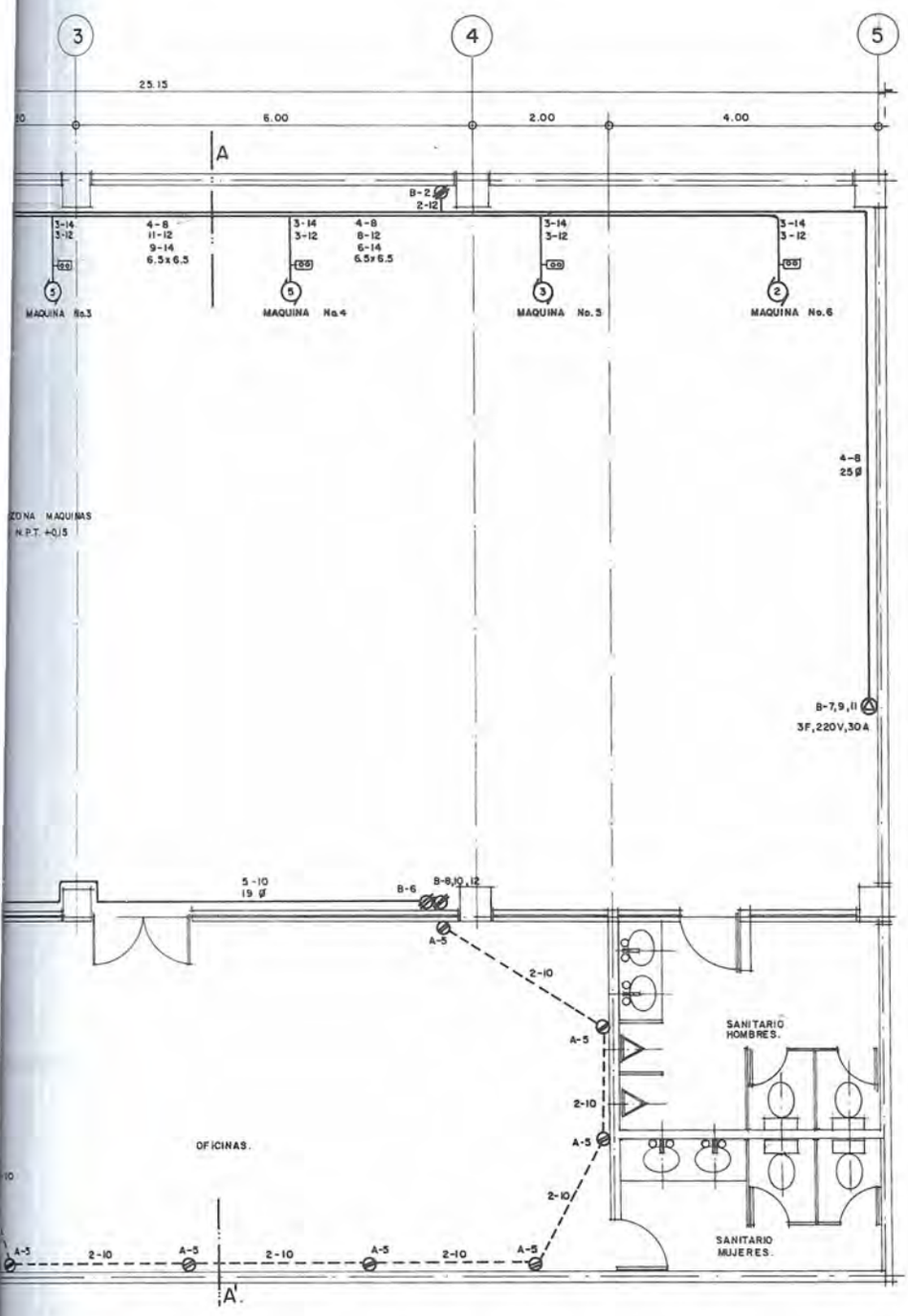
www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org



www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org



SIMBOLOGIA.

No.	SIMBOLO	ESPECIFICACION.
1.-		UNIDAD DE ALUMBRADO FLUORESCENTE TIPO INDUSTRIAL CON DOS TUBOS DE 75 W. C/U, PARA 127V, 60 Hz. SE TOMO 200 VA. POR UNIDAD. SE INDICA TABLERO, CIRCUITO Y APAGADOR, SI LLEVA.
2.-		UNIDAD DE ALUMBRADO FLUORESCENTE CON CONTROLENTE DE ACRILICO, DE TIPO SOBREPONER, CON DOS TUBOS DE 39 W. C/U, PARA 127V, 60 HZ. SE TOMO 103 VA. POR UNIDAD.
3.-		UNIDAD DE ALUMBRADO FLUORESCENTE CON CONTROLENTE DE ACRILICO, DE TIPO SOBREPONER, CON DOS TUBOS DE 20 W. C/U, PARA 127V, 60 HZ. SE TOMO 55 W. POR UNIDAD.
4.-		UNIDAD DE ALUMBRADO INCANDESCENTE, TIPO SPOT DE 60 W, 127V.
5.-		CONTACTO MONOFASICO POLARIZADO PARA 15A, 127V, EN CARGA TIPO CONDULET, INSTALADO A UNA ALTURA DE 1.20 mts. S.N.P.T., SE CONSIDERA 300 VA POR SALIDA.
6.-		CONTACTO MONOFASICO POLARIZADO PARA 15A, 127V, EN CAJA TIPO CHALUPA INSTALADO A UNA ALTURA DE 0.30 mts. S.N.P.T., EL 2 SIGNIFICA QUE ES DOBLE. SE CONSIDERA 180W POR SALIDA.
7.-		CONTACTO TRIFASICO POLARIZADO PARA 20A, 220V. 3 FASES, 4 HILOS, INSTALADO EN CAJA TIPO CONDULET A UNA ALTURA DE 1.20mts. S.N.P.T.
8.-		MOTOR TRIFASICO TIPO JAULA DE ARDILLA PARA 220 V. SE INDICA LA POTENCIA EN HP.
9.-		SALIDA ESPECIAL. SOLDADURA PORTATIL O SIMILAR (CARGA TRIFASICA INDEFINIDA). SE INDICAN NUMERO DE FASES, VOLTAJE Y AMPERAJE.
10.-		ACOMETIDA.
11.-		VARILLA "COPPERWELD" DE 16mm. DE DIAMETRO Y 3m. DE LARGO, HINCADA VERTICALMENTE EN LA TIERRA.
12.-		EQUIPO DE MEDICION.
13.-		TABLERO DE ALUMBRADO Y CONTACTOS.
14.-		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO. SE INDICA EL NUMERO DE FASES Y LA CORRIENTE NOMINAL.
15.-		ARRANCADOR MAGNETICO.
16.-		BOTONERA PARA CONTROL DEL MOTOR.
17.-		DUCTO CUADRADO EMBISAGRADO FIJADO AL TECHO. SE INDICAN LOS CONDUCTORES Y LAS DIMENSIONES EN CMS.
18.-		TUBO CONDUIT DE HIERRO GALVANIZADO PARED GRUESA POR TECHO O MURO.
19.-		TUBO CONDUIT DE HIERRO GALVANIZADO AHOGADO EN PISO.

NOTA: -VER NOTAS GENERALES EN PLANO IE-01.

ESPACIO RESERVADO PARA AUTORIZACIONES.

0 0.50 1.00 2.00

ESCALA GRAFICA.

OBRA: MANUFACTURERA DE ENVASES.

PROPIETARIO: GRUPO U.M.E.

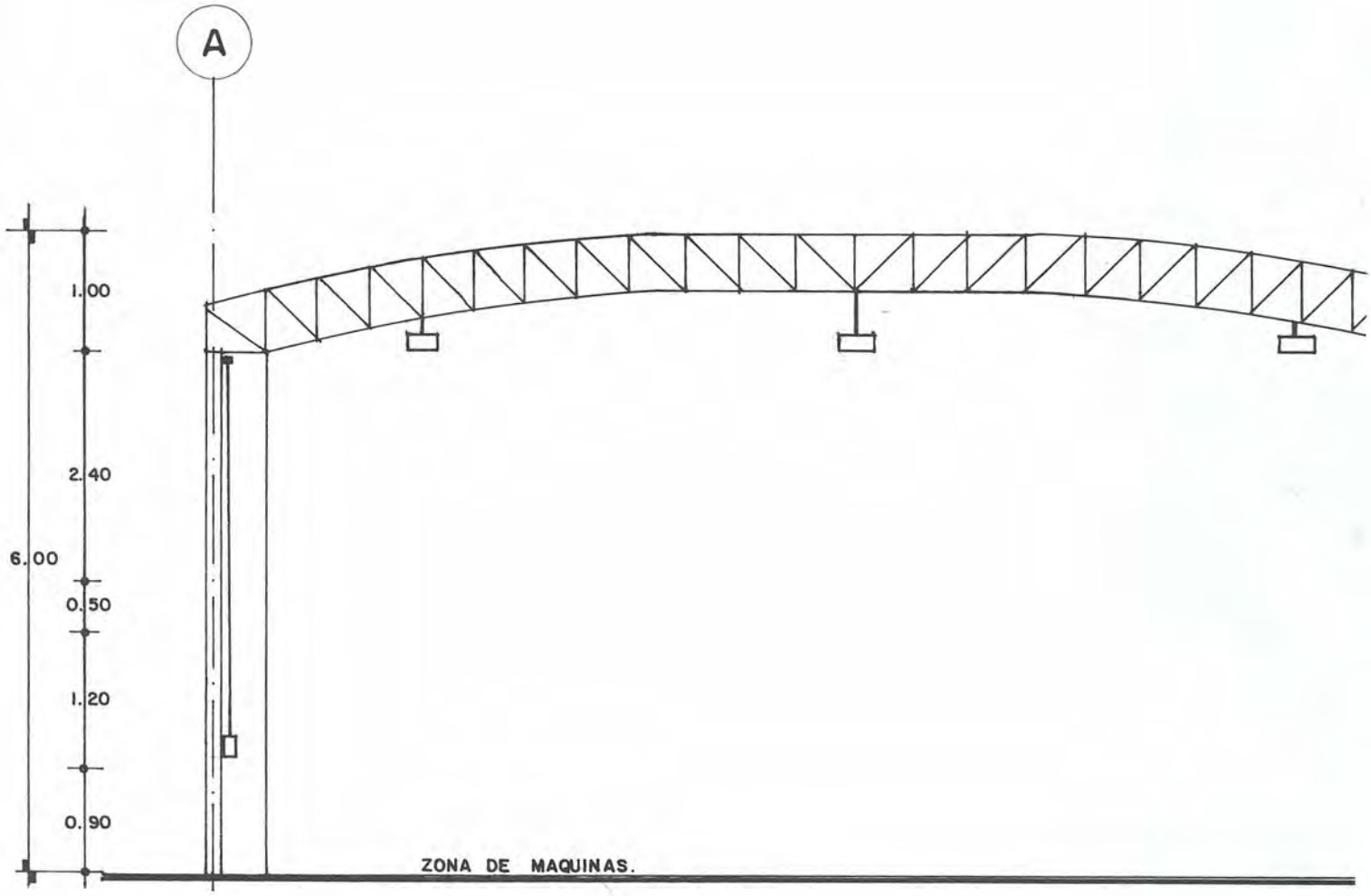
UBICACION: ROSAS DEL SUR No. 54, MUNICIPIO "EL MARQUEZ," PUEBLA.

PLANO:

ALIMENTACIONES FUERZA Y CONTACTOS.

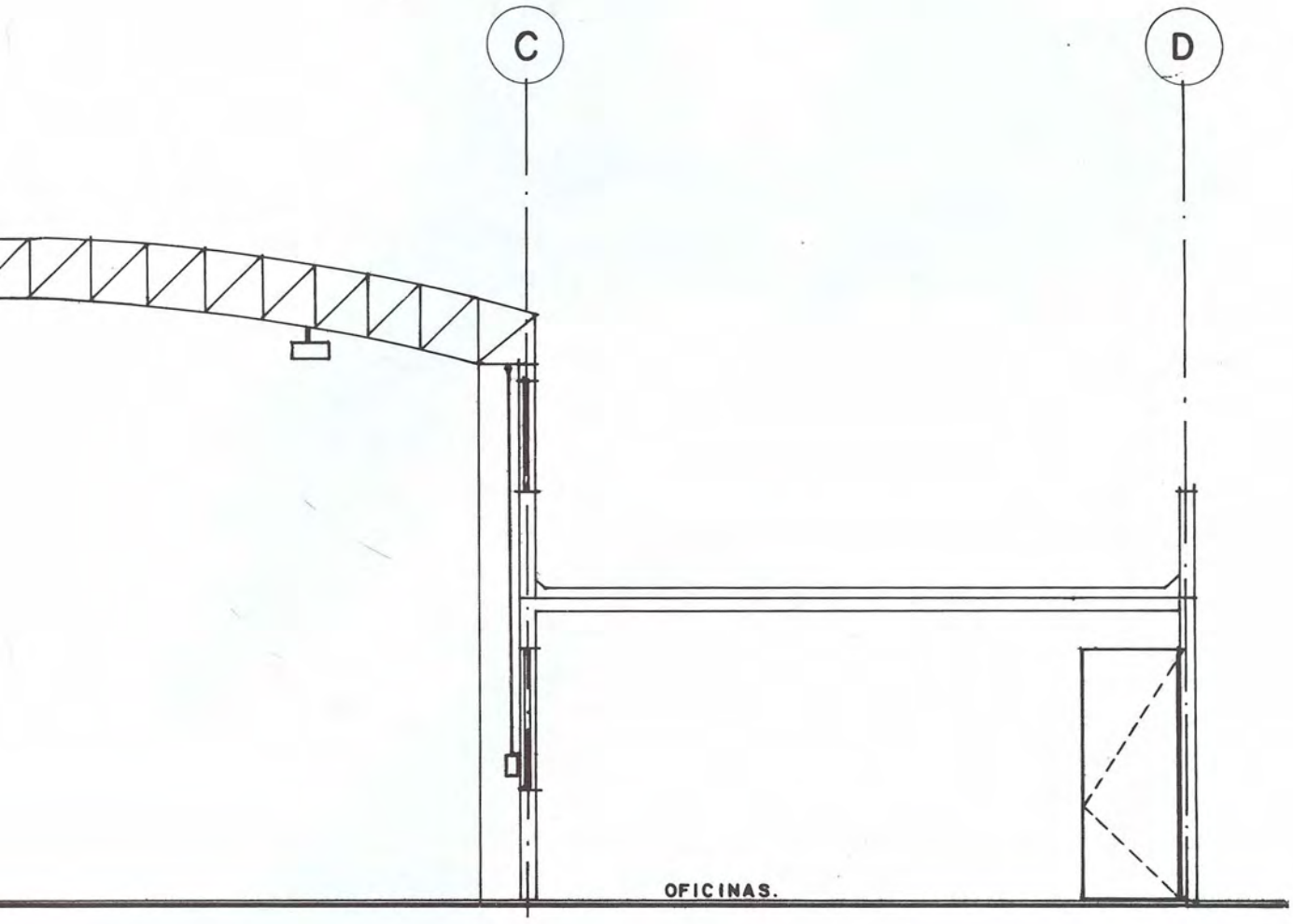
PROYECTO:	ESCALA:	CLAVE.	REVISION:
FECHA: JUNIO-92	1:50 ACOT.: mts.	IE-02	0

www.elsolucionario.net



CORTE A - A'.

www.elsolucionario.net



CLAVE :

IE-03

www.elsolucionario.net

BIBLIOGRAFIA

1. Allen, P.H.G. y Tustin, A. (1972). "The ageing process in electrical insulation: a tutorial summary". IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI–7, No.3, septiembre.

2. Baasel, William D. (1976). **Preliminary Chemical Engineering Plant Design.** American Elsevier Publishing Co., Nueva York.

3. Baumeister, T. (1978). **Mark's Standard Handbook for Mechanical Engineers.** Octava edición. McGraw Hill Book Co., Nueva York.

4. Bratu, N. (1982). "Cálculo de alimentadores con cargas distribuidas." IV Seminario de Ingeniería Eléctrica. Centro de Graduados del Instituto Tecnológico de la Laguna, Torreón, Coah. México.

5. Bratu, N. y Campero, E. (1982). "Cálculo de alimentadores eléctricos por computadora." Trabajo 015, Mexicon 82 (IEEE sección México). México, D.F.

6. Bratu, N. y Osorio, H. (1983). "Costo anual de transformadores." Trabajo 16.4 Mexicon 83 (IEEE sección México). Cuernavaca, Mor.

7. Comisión Federal de Electricidad (1991). **Estructura tarifaria vigente.**

8. Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. (1975). **Manual de Diseño de Subestaciones.** Capítulo IV: Diseño de Redes de Tierra. México.

9. Conductores Monterrey. **Alambres y Cables Desnudos.** Catálogo: CAT 005–0874. México.

10. Condumex (1982). **Manual Técnico de Cables de Energía.** México, D.F.

11. Dwight, H.B. (1936). "Calculations of Resistance to Ground." Transactions AIEE, Vol. 55 p. 1319–1328.

12. Elgerd, Olle I. (1971). **Electric Energy Systems Theory: An Introduction.** McGraw–Hill. Nueva Delhi.

13. Enríquez Harper, Gilberto. (1983). **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.** Editorial LIMUSA, preedición. México, D.F.

14. Espinosa y Lara, Roberto. (1990). **Sistemas de Distribución.** Editorial Limusa, México, D.F.

15. Hernández Lomelí, J.L. y Vila Vivaldo, R.I. (1988). "Análisis Comparativo de la Actualización de la Norma IEEE Std 141–1976", I-RVP-88-GE-12. Primera Reunión de Verano IEEE Sección México, Acapulco, México.

www.elsolucionario.net

16. IEEE (1983). **IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. ANSI/IEEE Std. 142–1982.** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Nueva York.

17. IEEE (1986). **Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. IEEE Std 141–1986.** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Nueva York.

18. IEEE (1977). **IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms.** Segunda edición, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Nueva York.

19. Industrias Conelec, S.A. **Construcción, instalación y pruebas de cables subterráneos.** BOLETIN 401. México, D.F.

20. Knowlton, A. E. (1967). **Manual "Standard" del Ingeniero Electricista.** Editorial Labor, S. A. México.

21. Kuffel, E. y Zaengl, W. S. (1984). **High Voltage Engieneering –fundamentals–.** Pergamon Press. Londres.

22. Laithwaite, E. R. y Freris, L. L. (1980). **Electric Energy: its Generation, Transmission and Use.** McGraw Hill Book Company (UK) Limited. Inglaterra.

23. **Manualul Inginerului Electrician** (El Manual del Ingeniero Electricista) (1956). Tomo 4/8, Editura Tehnica, Bucarest, Rumania.

24. National Fire Protection Association (1968). **Lightning Protection Code NFPA No. 78–1968.** Nueva York.

25. National Fire Protection Association (1981). **National Electrical Code NFPA 70–1981.** Boston, Mass., EUA.

26. NTIE (1981). **Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas. Parte 1. Instalaciones para el uso de energía eléctrica.** SEPAFIN, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. México, D.F.

27. Oscarson, G. L. (1958). "The ABC of Power Factor." 200–SYN–50 Syncronizer, Electric Machinery Mfg. Company. Minneapolis, Minnesota, EUA.

28. Phillips (1983). **Manual de Alumbrado.** Paraninfo S.A. Madrid, España.

29. GEC (1975). "Protective relays application guide." GEC Measurements, Inglaterra.

30. Ramírez Vázquez, José (1979). **Sistemas de Iluminación. Proyectos de Alumbrado.** Ediciones CEAC. Barcelona, España.

www.elsolucionario.net

31. Russell Mason, C. (1956). **The Art and Science of Protective Relaying.** John Wiley. Nueva York.

32. Scott, R. E. (1960) **Linear Circuits.** Primera edición, Addison Wesley Publishing Co. Massachusetts, EUA.

33. Siemens (1963). **Memoratorul Inginerului Electrician.** (Traducción del idioma alemán). Editura Tehnica. Bucarest, Rumania.

34. Sociedad Mexicana de Ingeniería de Iluminación, A.C. (1965). **Ingeniería de Iluminación.** México, D.F.

35. Suciu, I. (1980). **Bazele Calculului Solicitarilor Termice ale Aparatelor Electrice.** Editura Tehnica. Bucarest, Rumania.

36. Viqueira, J. (1970). **Redes Eléctricas.** Tomos 1 y 2. Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A. México, D.F.

37. Weeks, Walter L. (1981). **Transmission and Distribution of Electrical Energy.** Harper and Row Publishers. Nueva York.

38. Westinghouse (1985). **Manual del Alumbrado.** Editorial Dossat S.A. 3a. Edición. Reimpresión. Mediciencia Editora Mexicana. México D.F.

www.elsolucionario.net

www.elsolucionario.net

Índice

A

Acometida 11
Aislamiento 194
  corriente de fuga en 194
  fallas de 162, 194, 197
  influencia de temperatura en el 166
  pruebas de 194
  resistencia de 194-196, 198
Aislantes 3, 5, 85, 99
Alimentadores
  bifásicos 209
  cálculo por computadora 97-98
  carga de 79, 168
  con cargas distribuidas 45, 92
  de control 15
  de motores monofásicos 213
  de motores trifásicos 212
  monofásicos 209
  para alumbrado 82
  rigidez térmica de 90
  sección constante en 95
  simbología de 25
  tolerancia a cortocircuito 91
  trifásicos desequilibrados 210
  trifásicos equilibrados 210
Allen, P. 5, 99
Alta tensión 3, 227
Alumbrado
  alimentación de 45
  cálculo de 27
  características que debe cumplir 27, 193
  carga por 76, 81
  circuitos de 94
  coeficiente de utilización 28-29, 53-67
  conos de sombra 33
  control de 45-47
  de exteriores 38, 42, 47
  de exteriores–ejemplo de cálculo 42
  de interiores 27-31, 33
  de interiores-ejemplo de cálculo 33, 222-225
  especificación de 27, 48
  factor de carga para 82
  factor de pérdidas totales 30
  factor de uniformidad 42, 44
  factores parciales de pérdidas 30-32
  niveles de 48-52
  reflectancia efectiva de cavidad 68-72, 74
  simbología de 25
  sobre plano horizontal 39, 48
  sobre plano vertical 40
  tablero de 122
Angulo de fase 110
ANSI/IEEE 130, 132, 138-141, 155, 157-160
Apagador 45
  de tres vías 47
  tipo escalera 45
Apartarrayos
  curva característica de un 170
Arco 196
  disipación de energía del 130, 178
  impedancia del 134
Armónicas 8-9, 167-168
  efecto en máquinas eléctricas 9
Arrancadores 13, 118
  accesorios de 13
  para motores trifásicos 216, 217
  simbología de 14
AWG
  (American Wire Gage) 85

B

Baasel, W.B. 6, 227
Baja tensión 2
Balastra 30
Bancos de capacitores
  Véase: Capacitores, bancos de

www.elsolucionario.net

Barra 190
Bibliografía 227
Bifásico 98, 117, 120, 209, 213
ondas defasadas *120°* 214
ondas defasadas *90°* 214
tres hilos 210
Bimetales 178
Bloqueos 173
Breakers
Véase: Interruptor termomagnético
Burden
Véase: Relevador
Buses
protección diferencial de 181

C

Cableado 91-92
Caída de voltaje 86, 94, 98, 189
Calibración
de fusibles 176
de protecciones 174, 178
de relevadores térmicos 179
de termomagnéticos 177, 216-217
Calibre mínimo 91
Candelas 38
Capacidad de corriente 100-101
Capacitor(es) 80, 107, 109, 113
bancos de 80, 113-114
fuente de corriente de falla 131
protección de 80
Carga
centro de 117-119, 121
centro de peso de 121
de alimentadores 79
de transformadores 77
de una instalación 75
distribución de 119-126, 218, 220-221
en bancos de capacitores 80
en plantas de emergencia 79
estimación de 75
factor de 77, 79, 82-83
instalada 76
máxima 76
por aire acondicionado 76
por alumbrado 81, 206
por contactos 81
por ventilación 76
promedio 78
Cargas desequilibradas 169
Cavidad
del local 28-30
del techo 29-30
CCM
Véase: Centro de control de motores
CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica) 4
Centro de carga 117, 119, 121
Centro de control de motores 14, 118-119, 124, 218
Charolas 99
Circuitos
simbología de elementos de 19
Clase de aislamiento 5
Códigos 3
Coeficiente de utilización
alumbrado 28-29, 53-67
corrección de 73
Comisión Internacional de Iluminación 28, 48
Componente inversa 169
Componentes simétricas 10, 132, 169
Computadora
auxiliar en cálculo 98, 130
Condensador 107
Véase también: Capacitor
Conductores
alambres y cables 18
cálculo de 85
cálculo de sección de 94
distancia media geométrica 142
económico 206
empalme de 18
fuerza entre 214
radio medio geométrico 142, 160
radio medio geométrico equivalente 143

www.elsolucionario.net

Conductores Monterrey 91, 227
Conexión a tierra 17, 187
Constante de tiempo 133
Contactor 183-184
Véase también: Arrancador
Contactos 15
carga por 81
falsos 166
simbología de 25
tiempo mínimo de apertura 139-141, 153, 160
Control
dispositivos de 15
simbología de 21-24
Corriente
componente inversa 169
componentes simétricas 10, 132, 169
de cortocircuito 131
de falla por cortocircuito 129-130
de fuga 194
de magnetización 8
en alimentador bifásico 209
en alimentador de motor monofásico 213
en alimentador de motor trifásico 212
en alimentador monofásico 209
en alimentador trifásico equilibrado 210
en bancos de capacitores 80
en capacitor 107
en conexiones especiales 214
en neutro de conexiones bifásicas 214
en sistema de dos voltajes 210
nominal 80, 85-86
Corrientes parásitas 8
Cortacircuitos 176
Cortocircuito 89, 98, 165, 168, 177
acometida en baja tensión 156
asimetría entre corrientes de fase 132-133, 153
cálculo de corriente 129-132, 134, 136-137
cálculo de corriente (ejemplo) 153
capacidad interruptiva 139-141, 176, 178
componente de corriente directa 132-133, 138, 153
constante de tiempo 130-131, 133
corriente simétrica 139
diagrama de impedancias 134, 136, 140, 155
diagrama de impedancias (ejemplo) 152
diagrama de reactancias 135, 144
ejemplo de cálculo 144
energía del arco por 129
influencia en circuitos cercanos 172
instante de interrupción (transitorio) 152-153, 155-156
potencia simétrica 137
primer instante (subtransitorio) 136, 152, 154
protección contra 11, 13, 130, 161, 174, 176-178, 184-185
restricciones implícitas 133
tiempo que permanece 129
voltaje durante el 131
Costo de la electricidad 199-203
CU
Véase: Coeficiente de utilización (alumbrado)
Cuchillas 12
Curva de demanda 201
Curva fotométrica 38, 40
Curva isocandela 38-40
Curvas isolux 40

D

Demanda
beneficio del control de la 202
curva de 201
factor de 200
máxima 76, 200-202
pico 201
Densidad de corriente constante 93
Desbalance de voltaje 9
Diagrama de flujo 97

www.elsolucionario.net

Diagrama de reactancias 151
Diagrama fasorial 87
componente reactiva 88
componente resistiva 88
Diagrama unifilar 12, 118, 219
simbología para 19
Dial
Véase: Relevador
Dimmer 46
Disipación térmica 98
Distancia media geométrica 142
ejemplo de cálculo 146, 148
Distribución de carga por circuitos 120-126, 218
Distribución de carga por tableros 119, 120, 220, 221
DMG
Véase: Distancia media geométrica
Ductos 98, 193
simbología de 25
Dwight, H.B. 189-190, 227

E

Elasticidad de cables 91
Energía
calorífica 108
consumida 200, 202
del arco 129-130, 178
Véase también: Arco
Excitación
pérdida de 169
Explosión
peligro de 120
Extensiones 168
Exteriores
alumbrado de
Véase: Alumbrado de exteriores

F

Factor de carga 77, 79, 82-83
para industrias y comercios 83
Factor de demanda 200-204
Factor de potencia 80, 107, 110, 114, 213
compensación del 113
Factor de relleno 98-99
Factor de uniformidad 42, 44
Falla
de aislamiento 170
fuentes de corriente de 130
liberación de 174
limitación de corriente de 172
monofásica 132
origen de 167-168, 193
por cortocircuito 129, 137
trifásica balanceada 155
trifásica equilibrada 132
Falsos contactos
presencia de 166, 168
Fases 9
secuencia de 169
Fluorescentes
lámparas 30-31, 33
Focos
Véase: Lámparas
Fotoceldas 47
Fourier 8
FPT (Factor de pérdidas totales en iluminación) 36
Frecuencia 7
efecto de disminución de 166
influencia en pérdidas magnéticas 8
Fuerza
analogía con voltaje 109-110
de tiro en conductores 91-92
entre conductores 214
Fusibles 173, 175
baja tensión 177
capacidad interruptiva de 155
curva característica 175
limitadores de corriente 176
para motores trifásicos 216-217
tensión media 176

www.elsolucionario.net

G

Generador
fuente de corriente de falla 130
protección del campo de un 169
protección diferencial de 181
Generador de emergencia
Véase: Planta eléctrica de emergencia

H

Hertz (ciclos por segundo) 7
Hilo de guarda 172
Humedad 3, 6, 194, 198
efecto en resistividad del suelo 188, 190, 192

I

IACS (International Anneald Copper Standard) 88
IEEE 17, 110, 172, 187, 189, 192, 227-228
Iluminación
niveles de 28, 48-52
Véase también: alumbrado
Impedancia 130
de conductores 141
de máquinas rotatorias 130
elementos pasivos 141
en por unidad 135, 139
equivalente 132, 136
subtransitoria (primer ciclo) 139
típica 138
Inductancia 108, 111
de conductores (propia y mutua) 141, 143
Inductor 109
Instalación
carga de 75
clasificación 2
descripción 1
diagnóstico 207
en ambiente peligroso 3, 98, 167, 193
especificaciones 4, 120
interconexión 18
mantenimiento 6
neutro de 16
oculta –vs– visible 5
pruebas de 193-197
seguridad en 1, 161
tierra de 16, 187
vida de 4
Instrumentos
simbología de 26
Interferencia
con líneas telefónicas 8-9

Interiores
alumbrado de
Véase: Alumbrado de interiores
Interlocks
Véase: Bloqueos
Interruptor 11, 121, 130
capacidad interruptiva asimétrica 140-141
capacidad interruptiva total (máxima) 139, 141
clasificación de 184
con fusibles 12, 185, 216, 217
de cuchillas y fusibles 12-13, 185
de doble tiro 16
de potencia 12, 183
de seguridad 185
de tres vías 185
derivado 12
en aceite 184
en aire 184
general 12
para baja tensión 177, 184-185
para tensión media 184
termomagnético 12-13, 15, 177, 216-217
tiempo mínimo de apertura 139-141, 153, 160
tipo restaurador 185

www.elsolucionario.net

J

Jaula de ardilla 13, 15, 78-79, 125, 138, 178-179, 216-217
Véase también: Motor de inducción y motor asíncrono
Joule
efecto 85, 89, 112, 166, 176, 178
ley de 89-90, 108, 205

K

Knowlton 89-91, 228

L

Lámparas
de filamento 30-31, 46
de mercurio 30-31
degradación luminosa de 31
fluorescentes 30-31
Véase también: Luminarias
LPC (Lightning Protection Code) 3, 171
Lúmenes 27
cálculo de 27
método de 28
Luminaria 27, 30, 38, 41
Luminarias
acomodo de 33, 42
cálculo del número de 31, 33, 222-225
número de 31, 33, 42
tensión de alimentación en 31
Luminosidad
en lámparas con balastra 30
Véase también: Alumbrado
Lux 27, 39-40

M

Mantenimiento 6
Máquinas eléctricas rotatorias
impedancia de 130
reactancia de 131, 146, 150
reactancia típica de 138, 158, 159
resistencia de 138
Materiales aislantes 5
MCM (miles de circular mils) 85, 100-104
Media tensión 2, 196
Medición
cuchillas de equipo de 11
Medio ambiente 6, 119
Megger 195-196
Método de los lúmenes 28
Método punto por punto 38, 40, 43
Monofásico 86, 98, 117, 120, 209, 213
Motor asíncrono 78
Véase también: Motor de inducción
Motor de inducción 15, 113
corriente de arranque 131, 216, 217
eficiencia 213
factor de potencia 213
fuente de corriente de falla 130-131
impedancia subtransitoria 139
protección contra sobrecarga 179
protección 178
reactancia 138
reactancia (ejemplo) 150
reactancia subtransitoria 131
Motor síncrono 113
reactancia de 150

N

NEC (National Electrical Code) 3
NEMA (National Electrical Manufacturers Association) 4
Neutro 86, 187, 196
aislado 17, 172
conectado a tierra 18
corriente en conexiones bifásicas 211, 214
corriente en conexiones trifásicas 210
de trabajo 18, 195-196
de un sistema 18
de una instalación 16
del generador 18
flotante 18

www.elsolucionario.net

www.FreeLibros.org

NFPA (National Fire Protection Association) 171
Niveles de iluminación 48-52
Normas 3
NTIE (Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas) 3, 11, 16, 19, 75, 76-77, 80, 86, 91-92, 98-99, 117, 119-120, 167, 170, 187-188, 195, 198, 228

O

Ohm
ley de 88, 131, 209
Ondas senoidales 8-9, 167
Operación y control
simbología de elementos de 21-24

P

Pararrayos 161, 163, 170-172
en edificios 171
simbología de 20
Pérdidas
distribución de 204, 208
en conductores 205
en transformadores 78, 205
factor de 202
por corrientes parásitas 8
por efecto Joule 89, 205
por histéresis 8
Phillips 28
Plano de trabajo (alumbrado) 28
Plano de una instalación 226
Proyecto de una instalación 218
Planta eléctrica 8
Planta eléctrica de emergencia 6, 8, 16, 185
determinación de carga de 79
Potencia
activa 108, 110-111, 165
aparente 109-110
base 135, 144
capacitiva 109
en alimentador trifásico desequilibrado 210
en por unidad 135
inductiva 109
instalada 76
máxima 76
mecánica 109, 166
reactiva 109-111, 114
Protección 13, 161, 173
características de una 130, 173-174
con conexión a tierra 162, 170
con interruptor 11
confiabilidad de 173
contra sobrecarga de motores 179
de bancos de capacitores 80
de motores de inducción 178
eliminación de la 168
operación de tiempo definido 174
operación instantánea 174
para baja tensión 177
primaria 174
respaldo de 178
secundaria 174
selectividad de 174
simbología de 21-24
sistema coordinado de 174
sistema de 173
Pruebas 193-197
con megger 195-196
de aislamiento 194-195
de operación 193
de voltaje aplicado 196-197
inspección visual 193
temperatura límite 193

R

Radio medio geométrico 141
ejemplo de cálculo 146, 148
Rayos 161, 171
RCL
Véase: Relación de la cavidad del local
Reactancia

www.elsolucionario.net

capacitiva 8, 87
de balastras 30
de conductores 141
de conductores (ejemplo) 146-149
de dispersión 8
de interruptores 150, 160
de motor de inducción 138, 150, 158
de motor síncrono 150, 158-159
de red de alimentación 143-144, 156
de transformadores 149
diagrama de reactancias (ejemplo) 151
elementos pasivos 141, 149
en por unidad 135, 150
equivalente 136, 140, 144, 155
relación X/R 132-133, 140, 154-155
relación X/R para motores de inducción 157-158
relación X/R para motores síncronos 157-158
relación X/R para transformadores 157
síncrona (estado permanente) 131
subtransitoria (primer ciclo) 131, 138, 146, 150 , 158-159
típica 138, 158-159
transitoria (instante de interrupción) 131, 150, 158-159
Reactor
Véase: Balastra
Reflectancia 27, 29-31
efectiva de cavidad 68-72, 74
Reglamentos 3
Regulación de voltaje 7, 86
Relación de la cavidad del local 28
Relación X/R
Véase: Cortocircuito, componente de corriente directa
Véase: Reactancia
Véase: Resistencia
Relevador
burden de un 180
de corriente maximal *(50/51)* 179-181, 184
de presión súbita 183
de protección diferencial 181
de sobrecorriente 179
de tiempo 183
de voltaje 183
dial de un 180-181
electromagnético 179
intermediario 183
protección con 179
térmico 178, 184
Reóstato 46
Resistencia
a tierra 16, 187-189, 191, 196
medición con megger 195-196
relación X/R 132-133, 140, 154, 157
volumétrica unitaria 187
Resistividad
Véase: Tierra, resistividad de suelos
Resonancia 8
Restaurador 185
RMG
Véase: Radio medio geométrico

S

Sección
constante en alimentador 95
de conductores 94
económica 206
Secuencia
cero 10
de fases 169
directa 10
homopolar 10
inversa 10, 169
Seguridad 1, 161, 169-170, 172-173
conexión automática a tierra 173
desenergización automática 173
Simbología
de alumbrado y contactos 25
de ductos y alimentadores 25
de elementos de circuitos 19
de instrumentos 26
de operación, protección y control 21-24

www.elsolucionario.net

de subestaciones, tierra y pararrayos 20
Sobrecarga
efectos de 5, 165
origen de 165-166
protección contra 11, 13, 177
Sobrevoltajes 161-162
Sociedad Mexicana de Iluminación 28, 201
Subestación 14, 118
simbología para 20
Suciedad
influencia en luminosidad 31-32
Suciu, I. 89, 201
Suelo
tratamiento de 190

T

Tablero 14, 117-119, 198
bifásico 120
de circuitos derivados 14, 117
de distribución 14, 118
general 14
monofásico 120
trifásico 120
Temperatura
efecto en resistividad del suelo 188-189, 192
influencia en aislamiento 166, 194
influencia en vida del aislamiento 5
límite 193
Temperatura ambiente
influencia en conductores 102, 194
influencia en lámparas fluorescentes 31
Temporizador
Véase: Relevador de tiempo
Tensión 2
Tensión mecánica 91
Teoría de componentes simétricas 10
Thévenin
teorema de 131
Tierra 16, 169, 187
conexión a 17
física 17, 196-197
remota 17
resistencia a 16, 187-189, 191
resistividad de suelos 189, 191-192
simbología de 20
sistema de 17, 162, 165
toma de 16, 164-165
varilla de 165
Tiristor 46
presencia de 167-168
Trabajo 109
Transformador 14
carga de 77-78
carga promedio de 78
conexiones Scott o Le Blanc 214
de aislamiento 168
eficiencia de 77
protección diferencial de 181
protección para presión de aceite 183
reactancia de (ejemplo) 144
Tratamiento del suelo 190
Trifásico 9, 86, 98, 117, 120, 125, 210
Tuberías 18, 98

V

Varilla de tierra 190
Vida de un aislamiento 5
Vida de una instalación 4-6
Viqueira, J. 7, 98, 142-143, 224
Voltaje
base 135
caída de 86, 94
de paso 164, 189
de prueba 197
de restablecimiento 178
defasado 86
desbalanceado 9
en inductancia 108
en por unidad 135
fluctuación por arranque de motor 79
influencia en la variación de luminosidad 31
nivel de 2
nominal 88

www.elsolucionario.net

ondas defasadas *120°* 210
ondas defasadas *90°* 214
regulación de 7, 86, 112-113
trifásico equilibrado 9

W

Westinghouse 28, 224

Esta edición se terminó de imprimir en marzo de 2006. Publicada por ALFAOMEGA GRUPO EDITOR, S.A. de C.V. Apartado postal 73 - 267, 03311, Mexico D. F.

www.elsolucionario.net

En la segunda edición de **INSTALACIONES ELECTRICAS, Conceptos Básicos y Diseño** se eliminan los errores presentes en la primera edición.

www.elsolucionario.net

Además del contenido original donde se explica detalladamente el procedimiento para el cálculo de instalaciones eléctricas y los principios fundamentales en los que se basa, se incluyen los siguientes temas adicionales:

- Un capítulo del costo de la energía eléctrica y de las posibilidades de ahorro por concepto de tarifas y por la mejoría en la eficiencia con que se usa.
- Información típica de motores que permite avanzar en el proyecto aunque no se cuente con todos los datos de los equipos que estarían instalados.
- Un ejemplo de proyecto de instalación para una supuesta empresa en el que se resuelven los problemas de distribución de carga, selección del centro de control de motores y cálculo del alumbrado en la nave industrial y en una bodega.

Los temas están planteados de tal manera que cubren tanto los requerimientos de un libro de texto donde se describe la aplicación de las leyes de la física en la obtención del método para diseñar instalaciones eléctricas; así como un libro de consulta para ingenieros y proyectistas, ya que reúne la información necesaria para la especificación de un proyecto de instalación eléctrica.

Se mantienen de la primera edición los siguientes temas: pruebas en insalaciones, aplicación de la norma del IEEE Std 141-1986 para el cálculo de la corriente de cortocircuito, cálculo de alimentadores con cargas distribuidas, formatos para el desarrollo de proyectos y el índice alfabético que facilita la consulta y remite de inmediato al tema de interés del lector.

NEAGU BRATU SERBAN es Ingeniero Electricista egresado del Instituto Politécnico de Bucarest. Ha trabajado en instituciones privadas y de gobierno en la realización de proyectos eléctricos y desde 1979 es profesor de tiempo completo en la Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco.

EDUARDO CAMPERO LITTLEWOOD es Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 1977 obtuvo el grado de Maestro en Ciencias del Imperial College de la Universidad de Londres, es miembro titular de la Academia Nacional de Ingeniería, trabajó siete años en la iniciativa privada en proyectos relacionados con instalaciones eléctricas. Desde 1977 es profesor de tiempo completo en la Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco.

9 789701 501276

ISBN 970-15-0127-6

CONCEPTOS BASICOS Y DISEÑO